

# Offshore brønnboringsteknologi

Utstyr og metoder

**Karl Erik Nyborg**

Bygg- og miljøteknikk (2 årig)

Innlevert: juni 2013

Hovedveileder: Amund Bruland, BAT

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet  
Institutt for bygg, anlegg og transport





Oppgavens tittel: Offshore brønnboringsteknologi - Utstyr og metoder	Dato: 7.6.2013		
	Antall sider (inkl. bilag): 113		
	Masteroppgave	x	Prosjektoppgave
Navn: Karl Erik Nyborg			
Faglærer/veileder: Amund Bruland			
Eventuelle eksterne faglige kontakter/veiledere:			

Ekstrakt:

Hydrokarboner er en felles betegnelse på olje og gass. I dag finnes det lagre med hydrokarboner i berggrunnen. Olje og gass som befinner seg her er et produkt av organiske forbindelser som levde for flere titalls millioner år siden, som har blitt omdannet ved hjelp av blant annet varme og lang geologisk tid. For å kunne utvinne olje gass må det bores brønner som skaper en forbindelse mellom reservoarene og overflaten. Ved hjelp av ulike typer boreplattformer bores det kilometer lange brønner ned til reservoarene.

Teknologien i dag tillater at en brønn kan bores på flere ulike måter. Hovedforskjellen ligger i hvordan borkronen drives og styres. En brønn bygges i seksjoner ved hjelp av føringsrør. De har til oppgave å isolere brønnen og ulike formasjoner, samt lage en trykktett forbindelse med overflaten. For å transportere ut borkaks og kontrollere brønntrykket, brukes det boreslam. En oljebrønn skal alltid ha minst to uavhengige testede barrierer mot utblåsning. Boreslammet regnes som primærbarrieren under boring. Et tre av sikkerhetsventiler, som kalles BOP, plasseres på brønnen og danner sekundærbarrieren.

Stikkord:

1. Petroleumsgeologi
2. Plattformer
3. Boreutstyr
4. Sikkerhet

---

(Karl Erik Nyborg)



## Forord

I forbindelse med sivilingeniørutdanningen skal det i siste semester skrives en masteroppgave om et egendefinert tema. I senere tid har interessen min rettet seg mot petroleumsindustrien, spesielt brønnbygging. Jeg har av den grunn valgt å skrive om brønnboring offshore. Siden jeg utdanner meg til byggingeniør, retning anlegg, har jeg lav kompetanse på området fra før. Likevel har jeg lært at paralleller kan trekkes fra anleggsgfag som blant annet anleggsteknikk, geologi, geoteknikk, kyst og havn, statikk osv. I tillegg til generelle fag som fysikk, kjemi, mekanikk og strømningssteori.

Grunnet at brønnboring er et forholdsvis nytt tema for min del, har mye av arbeidet gått ut på å sette meg inn i hvordan brønnboring til havs foregår. Det er et stort fagfelt som er i stadig utvikling. Jeg har prøvd å komme i kontakt med forskjellige operatørselskap i forbindelse med gjennomføring av masteroppgaven, men det har vist seg vanskelig å få til et samarbeid. Av den grunn valgte jeg å skrive en ren litteraturoppgave.

De første ukene av semesteret gikk med på å finne relevant informasjon og lære meg basisen innen brønnboring. Utover i semesteret gikk jeg mer i dybden i de ulike temaene samtidig som jeg skrev oppgaven. Arbeidet har hatt en jevn flyt over hele semesteret, og gjennomføring har gått bra. Det har vært et særdeles interessant tema å lære om, noe som har gitt god motivasjon.

Takk rettes til Professor Amund Bruland ved instituttet for bygg, anlegg og transport på NTNU for veiledning og mulighet til å skrive om et noe utradisjonelt emne i forhold til retningen jeg går.

Sted og dato:

Trondheim, 7. Juni 2013

---

(Karl Erik Nyborg)



## Sammendrag

Hydrokarboner som produseres i dag er et produkt dannet av organiske forbindelser som levde for flere titalls millioner år siden. Gjennom en lang prosess har deler av det organiske materialet som ble avsatt da, blitt omdannet til hydrokarboner nede i berggrunnen. I dag eksisterer det forekomster av olje og gass i store reservoarer som ligger opptil flere kilometer mot jordens indre. En generell oppfatning er at oljereservoarer er store «oljefylte bergrom» i grunnen. I virkeligheten består et reservoar av en porøs og permeabel bergart med hydrokarbonfylte porer.

Brønnboringen til havs kan gjøres fra flere ulike installasjoner. I hovedsak skilles det mellom faste og flytende plattformer. Faste installasjoner står på havbunnen ved hjelp av et fagverk i stål, eller en massiv betongkonstruksjon. Flytende plattformer har ingen fast forbindelse med havbunnen. De holdes i posisjon over brønnen ved hjelp av forankring eller dynamisk posisjonering. I motsetning til faste installasjoner, vil flytende plattformer inneha en relativ forflytning i forhold til havbunnen som følge av ytre påkjenninger. Det medfører en sikkerhetsmessig risiko, som fører til at det kun bores havbunnskompletterte brønner fra flytende installasjoner. Det vil i hovedsak si brønner som har nødvendige sikkerhetsventiler plassert på havbunnen, og ikke oppe på plattformen slik faste har.

Teknologien i dag tillater at en brønn kan bores på flere ulike måter. Forskjellen på de ulike metodene ligger i hovedsak i hvordan selve borkronen drives, og hvordan retningen styres. Å kunne styre geometrien på en brønn kalles retningsboring. Det er en teknologi som i høy grad effektiviserer oljeutvinningen, og har dermed vært i stor utvikling de siste årene.

Under boring opereres det med høye trykk, brannfarlige og giftige stoffer. Det fører til at sikkerheten alltid må være i fokus. For selve brønnen har myndighetene pålagt at det alltid skal være minst to uavhengige testede barrierer mot ublåsning i en brønn. For en brønn under boring er disse barrierene borevæsken, og BOP (Blow Out Preventer).





# Innhold

<b>Figurliste.....</b>	<b>VII</b>
<b>Formler.....</b>	<b>IX</b>
<b>1 Innledning.....</b>	<b>1</b>
<b>2 Metode.....</b>	<b>3</b>
<b>3 Dannelse av hydrokarboner.....</b>	<b>5</b>
3.1 Geologiske prosesser.....	5
3.2 Kildebergart.....	7
3.3 Omdanningen.....	7
3.4 Reservoar.....	9
3.5 Oljefeller.....	9
3.6 Kriterier for oljeforekomster i berggrunnen.....	11
<b>4 Boreinstallasjoner.....</b>	<b>13</b>
4.1 Condeep.....	13
4.2 Jacket.....	14
4.3 Strekkstagsplattform.....	15
4.4 Semi-submersible.....	16
4.5 Jackup.....	18
4.6 Drillship.....	19
<b>5 Overflateutstyr.....</b>	<b>21</b>
5.1 Heisesystemet.....	21
5.2 Hivkompensator.....	22
5.3 Boremaskin.....	24
5.4 Roughneck.....	27
5.5 Rotasjonsbord og slips.....	28
5.6 Rørlager og rørtransport.....	29

5.7	Fingerbord .....	29
<b>6</b>	<b>BOP.....</b>	<b>31</b>
6.1	Ringromsventiler .....	32
6.2	Borerørsventiler.....	33
6.3	Blindventil.....	34
6.4	Kutteventil .....	34
6.5	Innvendige ventiler.....	34
<b>7</b>	<b>Stigerør .....</b>	<b>37</b>
<b>8</b>	<b>Bunninstallasjoner.....</b>	<b>39</b>
8.1	Brønnhode .....	39
8.2	Lederamme.....	39
<b>9</b>	<b>Føringsrør .....</b>	<b>41</b>
<b>10</b>	<b>Borestrengen .....</b>	<b>49</b>
10.1	Borerør .....	49
10.2	Tunge borerør .....	51
10.3	Vektrør .....	51
<b>11</b>	<b>BHA.....</b>	<b>53</b>
11.1	Slagrør .....	53
11.2	Sjokkdemper .....	55
11.3	Stabilisatorer.....	55
11.4	Rullerømmere .....	56
11.5	Hullåpner.....	57
11.6	Underrømmer .....	57
11.7	Float valve .....	58
11.8	MWD/LWD.....	58
11.9	Ikke-magnetiske vektrør .....	60

<b>12 Borkroner</b> .....	<b>61</b>
12.1 Borkrone med rullende konuser .....	61
12.2 Diamantborekroner .....	62
12.3 PDC-Borkroner .....	63
12.4 Valg av borkrone .....	64
<b>13 PDM</b> .....	<b>65</b>
<b>14 Kveilerørsboring</b> .....	<b>69</b>
<b>15 Boreslam</b> .....	<b>71</b>
15.1 Kontrollere brønntrykket .....	71
15.2 Transportere borkaks.....	73
15.3 Filterkake.....	75
<b>16 ROP</b> .....	<b>77</b>
<b>17 Retningsboring</b> .....	<b>81</b>
17.1 Tradisjonell retningsboring .....	81
17.2 Styrbar retningsboring .....	83
17.2.1 Retningsboring med PDM .....	83
17.2.2 Retningsboring med RSS .....	85
<b>18 Gjennomføring</b> .....	<b>87</b>
18.1 Boring fra flytende installasjoner.....	87
18.2 Boring fra faste installasjoner .....	89
<b>19 Oppsummering og konklusjon</b> .....	<b>91</b>
<b>20 Bibliografi</b> .....	<b>93</b>
<b>Vedlegg 1 av 1</b> .....	<b>i</b>



## **Figurliste**

**Figur 3.5a** Antiklinal

*(Karl E. Nyborg, 17.2.2013)*

**Figur 3.5b** Saltdom

*(Karl E. Nyborg, 18.2.2013)*

**Figur 3.5c** Forkastningsfelle

*(Karl E. Nyborg, 22.2.2013)*

**Figur 4.1** Condeep plattform

*www.npd.no (hentet 8.3.2013)*

**Figur 4.2** Jacket plattform

*www.petroahdal.webs.com (hentet 8.3.2013)*

**Figur 4.3** Strekkstagsplattform

*www.rigzone.com (hentet 11.3.2013)*

**Figur 4.4** Semi-Sub

*www.rigzone.com (hentet 11.3.2013)*

**Figur 4.5** Jack up

*www.hjorundfjord.no (hentet 12.3.2013)*

**Figur 4.6** Drillship

*www.basstech.se (hentet 12.3.2013)*

**Figur 5.1** Sylinderløfterigg

*(Aurlien, 2007)*

**Figur 5.2a** Toppmontert hivkompensering

*(Aurlien, 2007)*

**Figur 5.2b** Krokmontert hivkompensering

*(Aurlien, 2007)*

**Figur 5.3a** Tradisjonelt rotasjonssystem

*Brønnteknikkhefte – Exsto Holding (vår 2013)*

**Figur 5.3b** Tårnboremaskin

*(Jørgensen & Framnes, Boreteknologi, 1999)*

**Figur 5.4** Skinnegående Iron Roughneck

*www.jamstec.go (hentet 19.3.2013)*

**Figur 5.5** Slips

*www.rigzone.com (hentet 19.3.2013)*

**Figur 6a** BOP (overflatemontert)

*www.diytrade.com (hentet 26.3.2013)*

**Figur 6b** Typisk BOP-oppsett. Overflatemontert (t.v.) og havbunnsmontert (t.h.)

*(Halle, 2010)*

**Figur 7a** Stigerør

*www.wikipedia.org (hentet 4.4.2013)*

**Figur 7b** Kill- and choke-line.

*(Karl E. Nyborg, 4.4.2013)*

**Figur 9** Eksempel på føringsrørprogram

*(Karl E. Nyborg 16.3.2013)*

**Figur 10.1** Borerør

*www.seekpart.com (hentet 27.3.2013)*

**Figur 11.3** Stabilisatorer

*www.made-in-china.com (hentet 27.4.2013)*

**Figur 11.4** Rullerømmer

*www.china-ogpe.com (hentet 27.4.2013)*

**Figur 11.5** Hullåpner

*www.straightlinehdd.com (hentet 28.4.2013)*

**Figur 11.6** Underrømmer

*www.drilling-services.co.uk (hentet 28.4.2013)*

**Figur 12.1** Borkrone med rullende konuser

*www.dpdcbtcn.com (hentet 27.4.2013)*

**Figur 12.2** Diamantborkrone

*www.imexbb.com (hentet 27.4.2013)*

**Figur 12.3** PDC borkrone

*www.wandabit.en.alibaba.com (hentet 27.4.2013)*

**Figur 13a** Borevæskemotor

*www.china-ogpe.com (hentet 1.5.2013)*

**Figur 13b** Tradisjonell stator (t.v), stator med redusert tykkelse på elastisk materiale (t.h)

*www.ogj.com (hentet 31.4.2013)*

**Forsidebilde**

*www.onlyhdwallpapers.com (hentet 2.6.2013)*

## **Formler**

- (1) Casing collapse pressure (s.43)
- (2) Casing burst pressure (s.43)
- (3) Tensile forces – casing (s.46)
- (4) Buoyancy factor (s.46)
- (5) Casing collapse pressure when tensile forces are induced (s.47)
- (6) Accelerator, kinetic energy (s.54)
- (7) PDM: Rpm and flowrate relation (s.66)
- (8) PDM: Torque and pressure loss relation (s.66)
- (9) PDM: Efficiency (s.68)
- (10) WOB (s.78)





## 1 Innledning

Å bore en dyp oljebrønn i åpent hav byr på utfordringer. Det opereres med store trykk, både hydrostatisk og i form av gasser. Samtidig kan væskene og gassene være av giftig og/eller brannfarlig art. En annen utfordring er å drive en borkrone som befinner seg langt under havbunnen, samtidig som brønnen skal treffe et bestemt punkt i det 3-dimensjonale planet. Dette skal gjennomføres kontrollert, ikke minst med hensyn på sikkerheten, men også med tanke på selve operasjonen. Med denne oppgaven vil jeg ha svar på hvordan dette er mulig.

### **Problemstilling:**

- Hvilken teknologi og hvilket utstyr muliggjør å bore en brønn som har til hensikt å skape forbindelse med et hydrokarbonfylt reservoar som er lokalisert under havbunnen?

Denne masteroppgaven omhandler boring av brønner offshore, begrenset til injeksjons-, lete- og produksjonsbrønner - som i hovedsak bores på samme måte. Oppgaven tar for seg metode og utstyr som må til for å kunne opprette forbindelse med et potensielt oljereservoar som befinner seg opptil flere tusen meter under havbunnen. Det er kun selve boringen og brønnbyggingen som belyses, ferdigstilling av brønnen til produksjon/injeksjon er ikke omtalt da dette er et annet fagfelt.

Oppgaven innledes med generell petroleumsgéologi, som gir et bilde på hvordan hydrokarboner dannes, kriterier for at det skal eksistere olje og gass, og hvilke utfordringer som kan møtes på under boring av en brønn. Videre tar oppgaven for seg de ulike installasjonene/plattformene som brukes til boring. Hoveddelen beskriver selve teknologien og utstyret som skal til for å utføre sikker brønnboring til havs. Til slutt sees det på hvordan selve brønnbyggingen gjennomføres.



## 2 Metode

I studiet er det innhentet informasjon fra forskjellige tekster omkring temaet brønnboring. Utgangspunktet for oppgaven var å belyse hvordan enn brønn bores, hvilken teknologi som brukes, og hvilket utstyr som må til og hvordan det fungerer. Oppgaven går systematisk gjennom teknologi og utstyr som brukes, i kronologisk rekkefølge, fra selve plattformen og ned til borkronen.

Oppgaven er skrevet som et rent litteraturstudium, og det er kun kjent teknologi som er omtalt. Informasjonen er i hovedsak hentet fra bøker og offentlig tilgjengelige tekster og artikler på internett. Samtidig med masteroppgaven har jeg tatt et privat kurs i brønntechnik, hvor jeg har blitt kjent med relevant litteratur og kunnet kryssjekke innhentet informasjon via erfarne foredragsholdere.

Hoveddelen av oppgaven er basert på en bokserie utgitt av NPA – Norwegian Petroleum Academy. På punkter disse viste seg å være lite utfyllende, har jeg innhentet informasjon fra andre kilder.

Troverdighet og relevans til aktuelle kilder har jeg vurdert etter følgende punkter:

- **Forfatter:**
  - Hvorvidt forfatteren(-e) har faglig tyngde for innenfor temaet.
- **Publiseringsdato:**
  - Hvorvidt informasjonen er relevant per i dag, eller foreldet.
- **Publiseringssted og medium:**
  - Om det er publisert på en anerkjent side, eller av et anerkjent forlag.
- **Mål med teksten:**
  - Hvilke mål forfatteren(-e) har med teksten. Er det ren informasjon, eller har teksten en bakenforliggende hensikt som for eksempel reklame.
- **Bakgrunn for teksten:**

- Hvor er informasjonen hentet fra, og om det er referert til kilder i teksten

- **Generell profesjonalitet:**

- I tillegg har jeg fortløpende vurdert kildens troverdighet basert på layout og arbeid som tydelig er lagt ned i teksten.

- **Kryssjekke:**

- I den grad det har vært mulig har jeg etterstrebet å kryssjekke og underbygge innhentet informasjon.

Styrken til oppgaven er at den er skrevet på grunnlag av kjent teknologi. Teknologi som er brukt innenfor oljeutvinning i flere tiår, eller utviklet på grunnlag av den. Dette gjør at informasjonen kan bekreftes av erfarne oljearbeidere. Foredragsholderne på brønnteknikk-kurset hadde erfaring fra Nordsjøen, noe som gjorde at all innhentet informasjon kunne bekreftes fra det virkelige liv. Bokserien fra NPA, som la grunnlaget for oppgaven, er skrevet av forskjellige forfattere med erfaring innen petroleumsindustrien.

Oppgavens svakhet er at nyeste teknologi ikke er beskrevet i større grad, da det eksisterer lite offentliggjorte informasjon om temaet. Nyere teknologi utvikles gjerne av selskaper som ønsker seg et konkurransefortrinn, og vil av den grunn ikke offentliggjøre ny teknologi i detalj. I og med at det viste seg vanskelig å få til et samarbeid med operatørselskaper, har jeg ikke hatt noen ekstern veileder med kunnskap om teamet. Temaet det skrives om er heller ikke typisk for studieretningen jeg går, og jeg har dermed ikke hatt noen form for oppfølging av oppgaven av personer med faglig tyngde innenfor temaet.

## 3 Dannelse av hydrokarboner

### 3.1 Geologiske prosesser

Hydrokarboner (HC) er samlebetegnelsen på olje og gass. Et annet navn på HC er petroleum, som stammer fra det latinske språket. Petra betyr stein, og oleum olje. Sammensatt vil det bli steinolje, eller olje i stein. Det er en vanlig oppfatning at oljereservoarer er «store oljefylte bergrom» i grunnen. I realiteten består et oljereservoar av en porøs bergart med HC-mettede porer. Her i Norge er det kun gjort funn av slike reservoarer i berg under havbunnen. Hydrokarbonene som befinner seg her er et resultat av den geologiske sammensetningen av havbunnskorpen. Laginndelingen av de ulike bergartene er en viktig faktor for oljens eksistens, noe som er en følge av en rekke historiske geologiske prosesser.

Kontinentaldriften har vært essensiell for hvordan jorden er formet i dag. Jordskorpen er delt inn i 14 forskjellige plater. I kontaktpunktene der disse møtes oppstår det enorme krefter som fører til blant annet vulkaner, opp- og nedpressing av jordskorpen og jordskjelv. Dette fører igjen til nye land- og havområder, samt at andre typer bergarter blir presset opp eller ned. Dannelsen av bergarter kan skje på 3 måter, og de navngis deretter: metamorfe, eruptive (magmatiske) og sedimentære. Metamorfe bergarter, som for eksempel gneis, dannes ved at masser presses ned mot jordens indre og blir omdannet som en følge av det store trykket og den høye temperaturen her. De eruptive bergartene er dannet i jordens indre under et enda større trykk og høyere temperatur, og er harde bergarter som granitt og basalt.

Sedimentære bergarter som sandstein og skifer, er de viktigste når det gjelder dannelse og lagring av HC. Jordens atmosfære vil alltid etterstrebe å jevne ut kontinentene til et flatt landskap gjennom forvitring og erosjon. Denne prosessen produserer løsmasser som leire, silt, sand og grus. Disse løsmassene vil ved hjelp av rennende vann, vind og isbreer, transporteres til nedsenkninger i terrenget og avsettes der. Siden havnivået normalt er lavere enn kontinentene vil mye av disse løsmassene til slutt transporters til sjøen og avsettes. Etterhvert som mer og mer løsmasser sedimenteres på havbunnen vil jordskorpen bli tyngre, og dermed presses ned i mantelen som følge av isostasi. Sedimentene vil bli utsatt for overlaging av nye overliggende sedimenter, samtidig som de blir utsatt for en stadig

økende temperatur på vei inn mot jordens indre. Når de når et visst dyp (1-2km) vil trykket være så stort og temperaturen så høy at de løse sedimentene omdannes til faste sedimentære bergarter som for eksempel sandstein og leirskifer.

Platene jordskorpen består av har flyttet på seg i løpet av millioner av år. Det vil si at verdensbilde var et helt annet for flere hundre millioner år siden, enn det er i dag. Dette har sørget for at vi ikke bare finner de forskjellige bergartene ved dagens plategrenser og sedimentbasseng, men at de finnes alle steder grunnet den tidligere platedriften som har foregått siden jorden opprinnelse. Som følge av det kan det blant annet finnes sedimentære bergarter midt i Nordsjøen, selv om sedimentasjonsbassenger i hovedsak vil forekomme nær land der elver har sitt utløp. Det tyder derfor på at det har vært landlige områder i nærheten av alle sedimentære bergarter en gang i tiden, eller at platedriften har sørget for at området har flyttet på seg. Hvor de forskjellige prosessene har skjedd, og i hvilken rekkefølge, har vært med på å danne dagens laginndeling av bergartene i jordskorpen.

Dannelse av HC er en langsom prosess. Jordens historie er delt inn i flere tidsepoker som hver har en varighet på flere titalls millioner år. Jura-perioden som var for 190-136millioner år siden regnes som den viktigste tidsepoken for norsk olje- og gass virksomhet. Dette var en aktiv periode i vår del av Nordsjøen. To områder som ble kalt Viking- og Sentralgrabben befant seg ved grensen til to plater som divergerte (gled fra hverandre). Dette førte til oppvarming av jordskorpen og vulkansk aktivitet i området, som igjen medførte at bassenget ble hevet over havnivået. Etter hvert som landområdene steg, satte den atmosfæriske nedbrytningen i gang. Nedbrytningen dannet store mengder sand som ble transportert til og avsatt i Vikinggrabben. Sandsteinen som er basert på denne sanden regnes i dag som den viktigste reservoarbergarten på norsk sokkel. Ettersom landområdene flatet ut og nedbrytningen avtok mot midten av Jura-perioden, stilnet de landskapsendrende prosessene seg. Det meste av materialet var avsatt, skorpen ble avkjølt og havbunnen sank gradvis inn. Det oppsto da en forbindelse mellom datidens «Nordsjøen» og havet som lå nord for Sentral- og Vikinggrabben. Det førte til at havnivået steg, og landområdene rundt ble lagt under vann. Det nye havområdet fikk tilsig av leire og store mengder organisk materiale fra omkringliggende områder. Disse massene ble avsatt over hele havbunnen, og la grunnlaget for en kildebergart.

I denne perioden var det også stor forkastningsaktivitet som følge av plateforflytningene. Det medførte at store steinblokker sank inn i havbunnen. Kildebergartene sank ned til sandsteinen og fikk disse steinblokken over seg. Steinblokkene roterte og skråstilte seg, og toppene som stakk opp ble erodert vekk. Senere ble de overleiret med skifer, og dannet gode «oljefeller». Grunnen til at nettopp Jura er så viktig i norsk øyemed er fordi det ble dannet kildebergarter, flere reservoarbergarter og en del oljefeller i denne perioden (Skagseth & Gundersen, 1998).

### **3.2 Kildebergart**

I dag finner vi olje og gass i det som kalles reservoarbergarter, men det var ikke der hydrokarbonene først ble til. Omdanningen fra organisk materiale til HC skjer i såkalte kildebergarter. Dette er sedimentære, finkornede bergarter, med et organisk innhold. Det organiske materialet kan komme fra organiske forbindelser i vannmassene som for eksempel plankton, eller fra planter og dyr. Hoveddelen av de organiske forekomstene som danner grunnlaget for dannelse av HC kommer fra organismer i vannet. Disse organismene er et resultat av fotosyntesen. Den organiske produksjonen av organismer vil være større i varmere deler av verden med mye solenergi. Ekvator er et slikt område, og på grunn av plateforskyvningene lå Norge på høyde med ekvator for omkring 200 millioner år siden. Kildebergarter som ble dannet i disse deler av verden ville da få et større organisk bidrag. Når organismene dør synker de til bunns og blir en del av sedimentene. For at det skal bli en kildebergart er det viktig at de organiske sedimentene ikke oksideres før de blir lagret på bunnen. Oksidasjon vil si at et organisk materiale nedbrytes med oksygen til stede. Dette unngås hvis sedimentasjonshastigheten er høy og det organiske materialet oppholder seg kortest mulig i den oksygenrike sonen, som er sonen nærmest havoverflaten. Det er også viktig at sedimentet med høyt innhold av organisk materiale begraves raskt av nye sedimentet, da øverste lag av havbunnen kan være oksygenrikt. Generelt sett må forbrukt oksygen være større enn tilført for at et overskudd av de organiske forbindelsene skal bevares. Når en havbunn bestående av organisk rike sedimentet synker inn mot mantelen og blir omdannet til berg, er en kildebergart dannet.

### **3.3 Omdanningen**

Av de organiske forbindelsene som unnsnapp destruksjon via oksidasjon, og ble bevart i kildebergarten, ble ca.90 % til kerogen. De siste 10 % ble hovedsakelig til bitumen. Kerogen

er en voksaktig organisk forbindelse som er brun eller svart av utseende og er et mellomprodukt mellom nedbrutte rester av planter og dyr og hydrokarboner (Store Norske Leksikon, 2009). Dette er råstoffet HC omdannes fra, og omdanningsprosessen kalles modning. For at omdanningen skal finne sted trengs det høyere temperaturer enn ved jordens overflate, og lang geologisk tid. Tilstrekkelig varme oppnås etter hvert som kildebergarten synker inn mot mantelen. Jorden blir varmere og varmere inn mot kjernen. De første kilometerne fra jordens overflate inn mot kjernen, regnes det med at jorden har en gjennomsnittlig geotermisk temperaturgradient på ca. 30°C/km. Omdanningen til olje begynner først ved 40-50°C. Det vil si at kerogenet må ligge på mellom 1-2 km dyp før omdanningsprosessen begynner, avhengig av hvilken gjennomsnittstemperatur det er ved overflaten. Kerogenet er rikt på hydrogen og karbon, samt at det er noe oksygen innblandet. For at det skal dannes HC må bindingene brytes og omdannes til rene hydrogen-karbon forbindelser. Kjemisk sett er hydrokarbonmolekylene bygd opp av et visst antall karbonatomer (C), med hydrogenatomer (H) festet rundt. Jo færre antall karbonatomer molekylene består av, jo lettere er forbindelsen, og blandingen vil til slutt gå over til gassform. Det som skjer under omdanningen er at ved økende temperatur brytes de lange bindingene til de organiske molekylene som kerogenet består av. Bindinger mellom hydrogen og karbon brytes, og jo høyere temperatur, jo flere bindinger brytes det, også mellom karbonatomene. Det fører til stadig kortere og lettere hydrokarbonkjeder, som til slutt blir betegnet som olje og gass. Denne prosessen kalles «krakking» og kan ta flere 100 millioner år. Den er hovedsakelig avhengig av tid, trykk, temperatur og stoffer og mineraler som kan påvirke prosessen.

Temperaturen er avgjørende for om det dannes olje eller gass. Den ideelle temperaturen for at kerogenet skal omdannes til olje regnes for å være mellom 70-90°C. Som tidligere nevnt starter forvandlingen før, men ved lavere temperaturer vil det ta lengre tid, og oljen vil få en tyngre sammensetning. Når temperaturen overstiger 100°C vil det ikke lenger bli dannet olje, men gass. Disse grensene er overlappende, og gasdannelsen begynner allerede på 90°C. Stiger temperaturen over 150°C vil alle de lengre hydrokarbonkjedene brytes ned til den enkleste hydrokarbonforbindelsen, metan. Kerogenet vil omdannes til rent kull (grafitt).

Når omdanningen er ferdig vil HC forlate kildebergarten på grunn av at olje og gass er lettere enn vann. Den vil altså trekke oppover, som betegnes som migrasjon. Det er nå



laginndelingen er viktig for at hydrokarbonene skal kunne lagres i berggrunnen. Hvis migrasjonen ikke stoppes, vil oljen og gassen sige opp til overflaten og gjøres allment tilgjengelig. Med andre ord vil den være tapt. For at den skal kunne lagres er det to faktorer som må være til stede, en reservoarbergart og en takbergart/felle (Skagseth & Gundersen, 1998).

### **3.4 Reservoar**

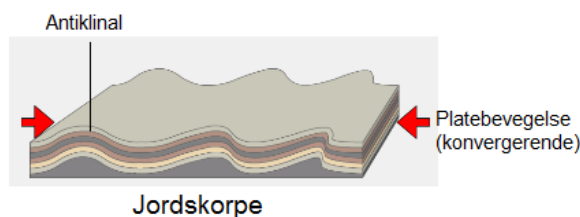
Reservoarbergarten må være porøs og permeabel for at petroleumet skal kunne sige inn og lagres her. Slike bergarter er normalt sedimentære bergarter som sandstein, kalkstein osv. Disse bør være avsatt i et oksiderende (nedbrytende) miljø slik at porene ikke allerede er tettet med organisk materiale. Porevolumet, som er et mål på «hulrommet» i bergarten, sammen med permeabiliteten som beskriver bergartens evne til å la seg gjennomstrømme, bestemmer hvor mye olje og gass som kan lagres i den. Porene vil normalt være vannfylt før HC kommer sigende inn. Vannet vil da fortrenkes og legge seg nederst på grunn av densitetsforskjellen. Gassen som eventuelt blir med vil legge seg på toppen i reservoaret, og oljen i midten. Når reservoaret er fullt, vil resterende HC vandre utenfor reservoaret og migrere andre steder. Er det ingen reservoarer i nærheten som fanger opp overskuddet, vil de migrere til overflaten og gå tapt.

### **3.5 Oljefeller**

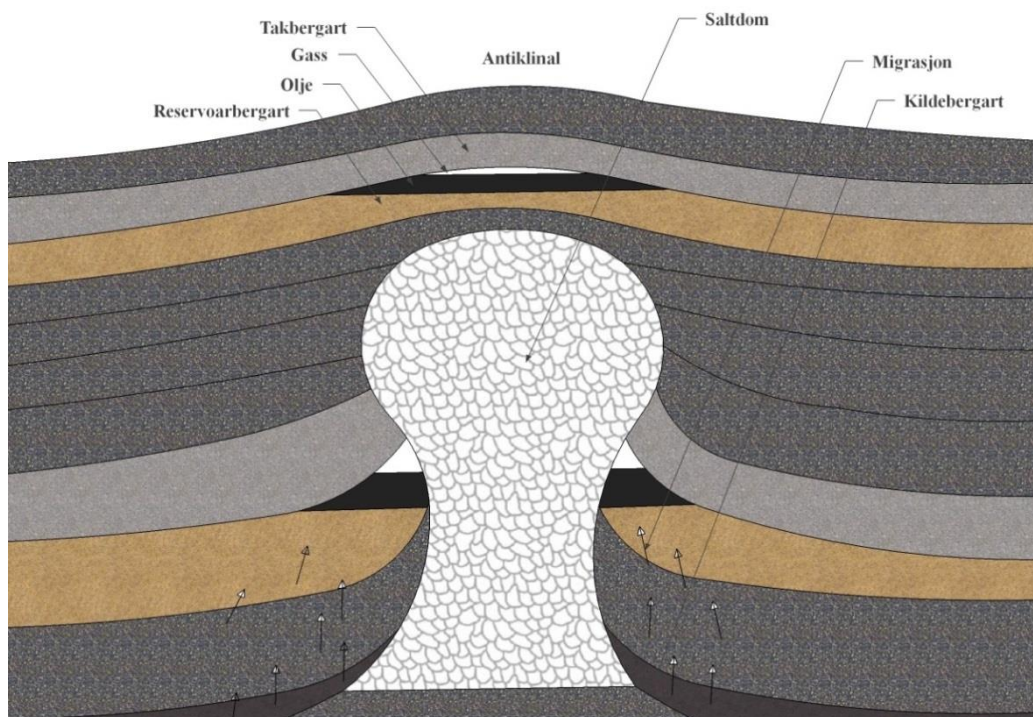
For at hydrokarbonene ikke skal fortsette sin ferd mot overflaten, men holdes igjen i reservoaret, må de hindres i å migrere videre oppover. Det må altså være et impermeabelt lag over reservoaret. Dette kalles oljefeller og kan dannes på flere måter. Leirskifer og ulike saltforekomster danner de vanligste fellene. Avhengig av form og dannelsesmåte deles oljefellene inn i to hovedtyper, stratigrafiske og strukturelle feller. De stratigrafiske fellene er et resultat av avsetnings- og erosjonsforhold. Hvis en porøs sand blir avsatt mellom to tette bergarter med form som en kile, vil en felle være dannet (utkiling). Det kan også være at tidligere sedimenterte lag av ulike grunner kan ha skråstilt seg. Hvis det er en reservoarbergart i et av disse lagene, med to tette lag på hver side, kan en felle bli dannet dersom det avsettes impermeable avsetninger over. Dette kalles diskordans.

Strukturelle feller er et resultat av spenninger i jordskorpen som følge av platedriften. En av de viktigste oljefellene i verdenssammenheng er antiklinaler, som kan dannes på to måter.

Den ene er når jordskorpen presses sammen og dermed skaper forhøyninger i terrenget. Hvis laginndelingen er riktig her, med en tett takbergart over en reservoarbergart, er en oljefelle dannet i forhøyningen. Den andre måten er ved hjelp av salt. Noen steder har salt blitt avsatt i relativt store mengder. Etter hvert som disse «saltlagrene» blir utsatt for trykk og temperatur vil saltet få en nærmere plastisk, nesten flytende, form. Siden salt har lavere densitet enn de overliggende bergartene, vil saltet presse seg opp mot overflaten med en form som en omvendt dråpe. Det fører til at de overliggende bergartene får en opphøyning over der saltet presser og opp. Hvis prosessen fortsetter kan saltet bryte seg gjennom berglagene. Består lagene rundt og over saltdråpen av lagvis reservoar- og takbergarter, vil oljefeller være dannet både over saltet og inn mot siden av saltdråpen. Saltet er ugjennomtrengelig for hydrokarboner, og vil ha samme funksjon som en tett bergart. Dog skaper salt vanskeligheter ved boring.

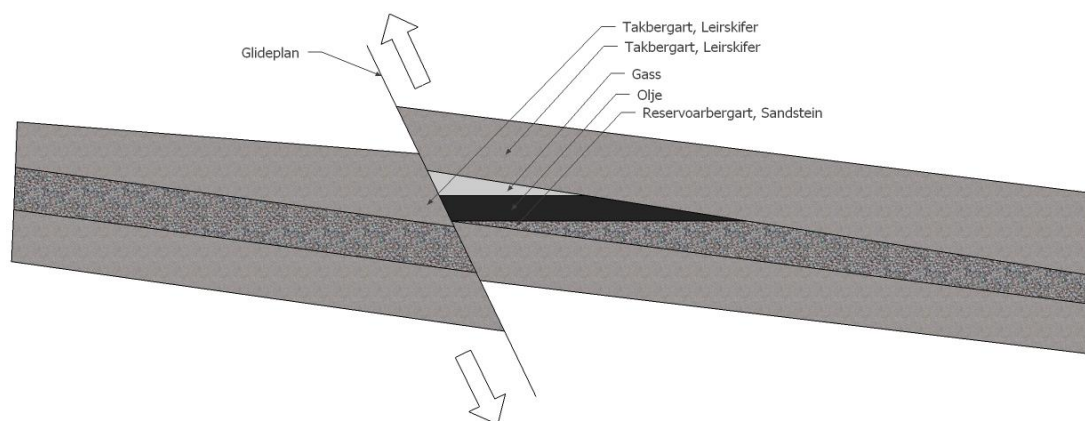


Figur 3.5a Antiklinal



Figur 3.5b Saltdom

Forkastningsfeller er en annen type strukturell felle. Disse er et resultat av strekk- og trykkspenninger i jordskorpen. Hvis skorpen for eksempel utsettes for strekk vil det kunne oppstå et brudd i jordskorpen som danner et avskjæringsplan. Hvis de to delene på hver side av avskjæringsplanet forskyves vertikalt i forhold til hverandre vil den opprinnelige laginndelingen bli forskjøvet likedan, samtidig som en skråstilling vil skje i tråd med forflytningen. Er laginndelingen slik at det er en takbergart over en reservoarbergart, kan takbergarten på den ene siden av den forflyttede forkastningen bli liggende mot reservoarbergarten på den andre siden. Hvis disse lagene er skråstilt riktig vei, med reservoarbergarten pekende skrått oppover mot den tette takbergarten slik at HC kan migrere nedenufra, er en forkastningsfelle dannet. Slike brudd i jordskorpen som fører til antiklinaler kan også oppstå ved trykkrefter mellom plater eller den saltbevegelsen som ble beskrevet tidligere (Skagseth & Gundersen, 1998).



*Figur 3.5c Forkastningsfelle*

### **3.6 Kriterier for oljeforekomster i berggrunnen**

For å oppsummere hva som skal til for at hydrokarboner skal kunne være bevart i berggrunnen, er det 7 kriterier som må være oppfylt:

1. Det må være et sedimentasjonsbasseng på stedet.
2. Det må ha vært tilførsel av organiske materialer til sedimentene, slik at grunnlaget for en kildebergart dannes.

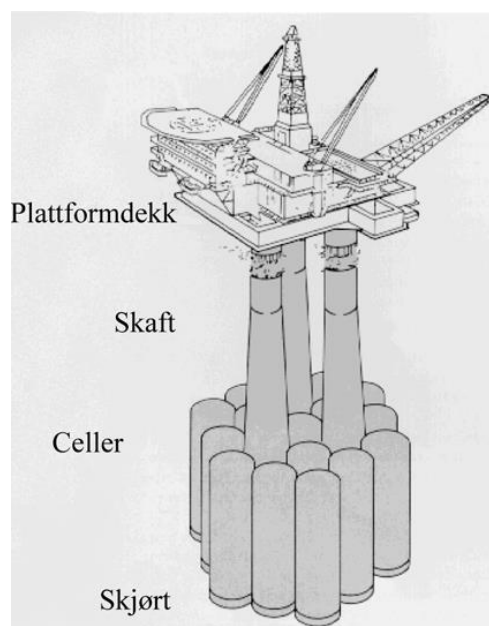
3. Det organiske materialet i kildebergarten må ha gjennomgått alle stadiene fra kerogen til dannelsen av hydrokarboner. Den må med andre ord være det som kalles «moden».
4. Etter omdanningen må hydrokarbonene ha migrert ut av kildebergarten og over til en reservoarbergart.
5. Det må finnes en reservoarbergart som hydrokarbonene kan lagres i.
6. Over reservoarbergarten må det eksistere et «lokk» som sammen med reservoarbergarten danner en oljefelle, og hindrer hydrokarbonene i å migrere videre.
7. Hele prosessen må ha skjedd i riktig tid og rekkefølge.

## 4 Boreinstallasjoner

Til brønnboring kan det brukes flere forskjellige typer installasjoner. Overbygget er i hovedsak likt ettersom hva de skal brukes til. Det som skiller de forskjellige plattformene er hvordan bærekonstruksjonen er utført. I hovedsak skiller det mellom installasjoner som er beregnet for leteboring og de som er beregnet for produksjon. De som brukes til produksjon er som oftest plattformer som er fast forankret til havbunnen, og er vanskelig å flytte på når de først er plassert. Disse plattformene er gjerne konstruert for å stå på et spesifikt sted med hensyn på blant annet benlengden, og blir av den grunn vanskelig å gjenbruke et annet sted. De plattformene som brukes til leteboring er normalt flytende installasjoner av forskjellige slag. De kan enkelt flyttes på, og er ikke fullt så avhengig av dybden på feltet. Noen transporteres for egen maskin, mens andre er avhengig av ekstern fremdriftskraft. Selve overbygget på plattformene er ofte bygd opp av ulike moduler. De 3 vanligste modulene er bolig-, bore- og prosessmodul. (Jørgensen & Framnes, 1999).

### 4.1 Condeep

Denne typen regnes som faste installasjoner og er dermed produksjonsplattformer. De kalles også for gravitasjonsplattformer fordi vekten er en essensiell del av fundamenteringsmetoden. Det er en såkalt betongplattform, grunnet at bærekonstruksjonen er bygd opp av massive skaft (bein) i armert betong. I nedre ende av skaftene, på havbunnen, er det en rekke celler som brukes til ballastvann og/eller lagring av olje. Disse er viktige når plattformen skal transporteres ut til feltet. Flytehyden kan da reguleres ved å endre mengden ballastvann i cellene. Dette brukes også aktivt når installasjonen skal senkes ned på havbunnen. Rundt cellene er det «skjørt», som er en forlengelse av celleveggene. De penetrerer havbunnen for å gjøre plattformen stabil. Disse skjørtene presses ned ved at vannet inne i skjørtrommene pumpes ut, og et



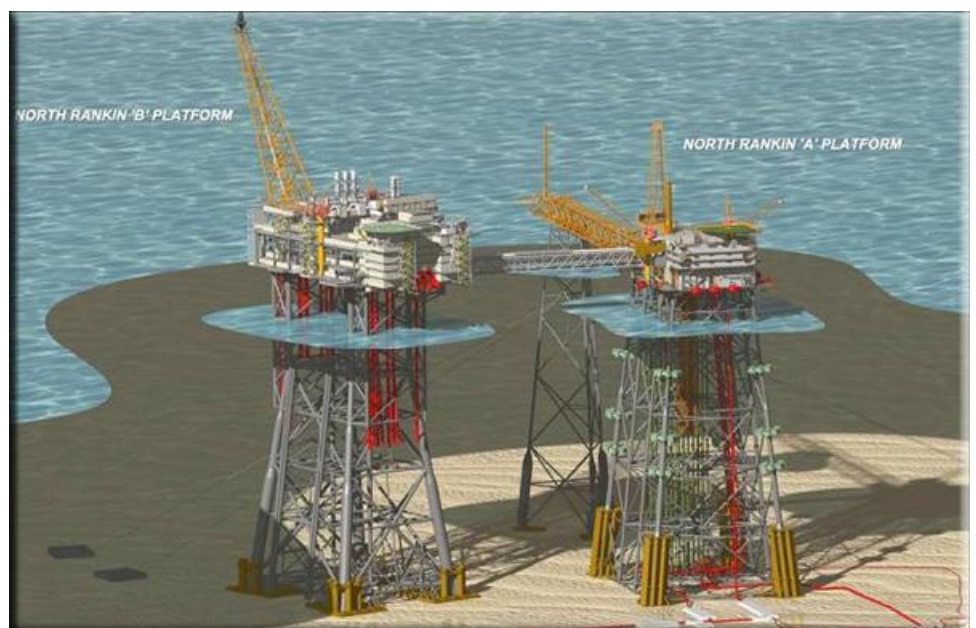
Figur 4.1 Condeep plattform

undertrykk skapes. Det er med på å dra plattformen ned i havbunnen som følge av sug-effekten. Plattformene har normalt enten 3 eller 4 skaft som går fra cellene og opp til plattformdekket. For utenom å bære tyngden av plattformdekket, er normalt to av skaftene vannfylte og brukes til boring. Et er tomt, og brukes som serviceskaft. Disse plattformene har sin begrensning i dybde. Både for konstruksjonen sin del, og havdypet den trenger for å fraktes ut til feltet (Oljedirektoratet, 2011).

Denne plattformtypen er norskutviklet og fikk sitt gjennombrudd i 1973. Disse bygges ferdig ved verftet, og har som oftest alle de nødvendige modulene på samme bærekonstruksjon. I dag står det flere gravitasjonsplattformer på norsk sokkel, men det er store og dyre konstruksjoner som ikke lenger bygges grunnet manglende konkurransedyktighet. Den siste som ble bygd var Troll-A i 1995. Den står på over 300 meters dyp og har en total høyde på 472 meter. Da den ble plassert i -95 var den regnet som verdens største flytende konstruksjon med en vekt på 1.1millioner tonn, og en grunnflate på 15mål. Etter hvert som feltene disse plattformene står på ikke lenger er produksjonsdyktige, snakkes det om hvordan de skal klare å fjerne så massive konstruksjoner (Store Norske Leksikon, 2009).

## 4.2 Jacket

Disse plattformene forankres til havbunnen ved hjelp av pæler. På norsk kalles de derfor pælet plattform. Den bærende konstruksjonen består av et fagverk i stål. Dette gjør de lettere, billigere og raskere å bygge enn gravitasjonsplattformene. Fagverket ferdigstilles på land og fraktes ut på lekter til feltet. Der dumpes det av lekteren og posisjoneres ved hjelp av konstruksjonens oppdrift, ballast og kran- og taubåter. Når fagverket står i ønsket posisjon og er pælet fast til havbunnen, monteres de ulike modulene på dekk. De blir

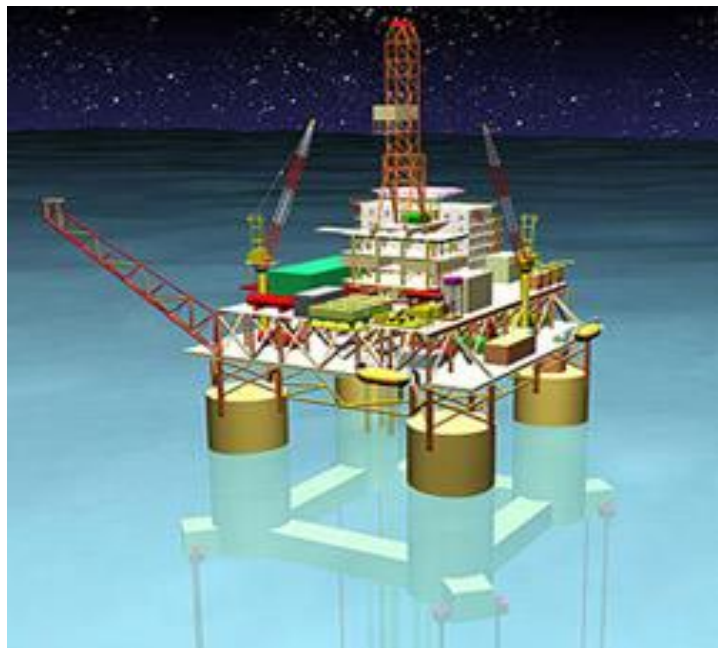


Figur 4.2 Jacket plattform

fraktet ut på lektere og montert på fagverkene ved hjelp av kranbåter. De forskjellige modulene kan plasseres på samme fagverk som en integrert plattform med bolig-, bore- og prosessmodul i ett. Eller så er det ikke uvanlig at hver av modulene får sitt eget fagverk, med bruforbindelse i mellom. Dette vil blant annet øke sikkerheten ved at boligdelen er fysisk skilt fra bore- og prosessmodulen. I og med at de ferdigstilles i åpent farvann er godt vær og rolig sjø en nødvendighet ved monteringen. I motsetning til gravitasjonsplattformene har ikke disse lagertanker for å oppbevare olje. De er derfor avhengige av å kobles til et ledningsnett som kan transportere produsert olje og gass, eller eksportere direkte til båt. Disse plattformene er ikke ansett som flyttbare, og er av den grunn beregnet for å være produksjonsplattformer. På norsk og engelsk sokkel i Nordsjøen er dette den dominerende typen plattformer. De kan plasseres på noe større dyp enn condeep-plattformene (Jørgensen & Framnes, 1999).

### 4.3 Strekkstagsplattform

Dette er flytende produksjonsplattformer som forankres til bunnen ved hjelp av solide strekkstag. Selve skroget kan bygges både i stål og betong. De kan ferdigstilles ved verftet, og er forholdsvis raske å installere på feltet. Strekkstagene forankres til bunnen ved hjelp pæler eller suganker. Forankringen kan være utført i betong, slik at vekten av forankringen er med på å ta opp en del av kreftene de utsettes for. Plattformtypen har normalt 4 bein (søyler) med påkoblede pongtonger. Ved hjelp av ballastvann i pongtongene endres oppdriften til plattformen. Dette brukes aktivt ved installasjon av strekkstagene. Når de installeres fylles pongtongene med ballastvann, slik at plattformen ligger dypere i vannet. Når strekkstagene er på plass dreneres pongtongene, og strekk i strekkstagene oppnås. Det er en viktig sikkerhetsfaktor at strekkstagene er i kontinuerlig strekk.



Figur 4.3 Strekkstagsplattform

På grunn av at det er en flytende installasjon vil den ikke ligge helt i ro slik plattformer med ben ned til havbunnen gjør. Den vil påvirkes av bølger, tidevann, vind og havstrømmer. På grunn av at den står i konstant strekk vil disse kreftene ha størst innvirkning i horisontal retning. Den vil kunne bevege seg nesten som en pendel i horisontalplanet rundt bunnforankringen. De vertikale endringene vil normalt være størst når plattformen er ved et av sine ytre horisontale bevegelsespunkter. Da får strekkstagene en vinkel fra vertikalen som vil føre til at plattformen blir dratt litt ned. Grunnet denne vertikale endringen må plattformen utstyres med kompenseringssystemer. Det er en innretning som gjør at boresystemet har en konstant høyde i forhold til havbunnen, slik at borestrengen ikke dras opp og ned i tråd med bevegelsene til plattformen.

Strekstagsplattformer har en rekke fordeler i forhold til konstruksjoner som står på havbunnen. De er rimelige og raskere og installere. På grunn av forankringsmetoden kan de installeres på forholdsvis store dyp, og når feltet er tømt er det enkelt å flytte de til et nytt felt. Men en flytende installasjon har også sine bakdeler. Grunnet en konstant bevegelse vil det være vanskeligere å laste og losse båter, da båtene ikke er fortøyd til plattformen under disse operasjonene, men holder sin posisjon ved siden av plattformen ved hjelp av GPS-styring. Vekten og vektfordelingen på dekket må holdes under konstant oppsyn for å sikre at plattformen er stabil (Jørgensen & Framnes, 1999).

Denne typen plattformer blir mer og mer vanlig etter hvert som funn blir gjort på stadig større dyp.

#### **4.4 Semi-submersible**

På norsk kalles denne plattformtypen for halvt nedsenkbare plattformer. Grunnen til dette er at de er flytende installasjoner som endrer høyden i vannet ettersom hvilken operasjon som utføres. Fra dekket går det bein ned til pongtonger, som ligger under vann. Beina har et mindre tverrsnitt enn pongtongene, som gjør at konstruksjonen ikke påvirkes mer enn nødvendig av naturkrefter. Oppdriften fra pongtongene og beina holder plattformen flytende. Når plattformen er i borefasen, er pongtongene fylt med ballastvann. Det gjør at den blir tyngre og mer stabil. Den vil heller ikke påvirkes like mye av ytre påkjenninger i nedsenket tilstand, grunnet en mindre angrepsflate og et økt treghetsmoment.



Utfordringene med flytende boreinstallasjoner er at de flytter på seg. For stor bevegelse under boring og produksjon kan få store konsekvenser. Semi-suben holder seg i posisjon over brønnen ved hjelp av dynamisk posisjonering eller ankere. Dynamisk posisjonering (DP)

er et avansert verktøy som innhenter forskjellige data om fysiske forhold rundt installasjonen. Det innhenter også satellittsignaler (GPS) og bruker gyrokompass m.m. for og bergene hvor mye kraft, og i hvilken retning, som må tilføres for å holde posisjonen. Kraften som skal til for å motvirke posisjonsendring skjer via installasjonens fremdriftssystem og roterbare trustere (propeller). Dette systemet er nødvendig hvis anker ikke er aktuelt på



*Figur 4.4. Semi-Submersible*

grunn av fare for destruksjon av installasjoner på havbunnen, eller at dypet gjør det praktisk vanskelig (Steenesen, 2007). Tross i at den er flytende, er plattformtypen i nedsenkbar tilstand ansett som en relativt stabil konstruksjon som tåler hardt vær godt. Likevel må den, i likhet med strekkstagsplattformen, ha et hivkompeniseringssystem for å motvirke vertikale bevegelser under boring og eventuelt andre prosesser.

Under transport pumpes ballastvannet ut av pongtongene slik at det bare er disse som er under vannoverflaten. Det reduserer vannmotstanden og gjør transporten lettere. Noen kan flyttes for egen maskin, andre er avhengige av taubåter og/eller lektere. Siden oppdriften enkelt kan reguleres med ballastvann kan plattformen ta store dekkslaster. På grunn av at den er transportabel er disse riggene ofte brukt som leterigger. De kan operere på større dybder enn oppjekkbare plattformer (Jørgensen & Framnes, 1999).

## 4.5 Jackup

Jackup-rigs, eller oppjekkable plattformer som de kalles på norsk, er flytende leterigger. Konstruksjonen består av dekk, skrog og bein. På dekk er det vanlig å ha minst en boligmodul og en boremodul. De kan brukes til produksjon, men må da også ha et prosessanlegg. Skroget har normalt en triangulær form, noe som blant annet reduserer vannmotstanden ved flytting. I skroget er det ulike lagertanker for ballastvann, boreslam og andre oljer og kjemikalier. De tankene som er beregnet for miljøskadelige væsker befinner seg nær midten av skroget, slik at faren for forurensende lekkasjer reduseres ved en eventuell kollisjon/ulykke. Maskiner og utstyr lagres også her nede.

Beina består av store triangulære eller kvadratiske fagverk i stål. Det er vanlig med 3 eller 4 bein som er utstyrt med et tannstangsystem for jekking og fiksering, derav «oppjekkbar». Vanlig lengde på beina er rundt 150meter. I en transportfase er beina jekket til topps, slik at de rager langt over skroget. Dette minsker vannmotstanden slik at den blir enklere å flytte. Bakdelen med å ha beina i øvre posisjon er at tyngdepunktet forflyttes drastisk oppover, og gjør plattformen ustabil. Dette gjør at den ikke bør transporteres i dårlig vær, og under transport bør mannskapet innskrenkes til et minimum. Oppjekkable plattformer har sjelden et eget fremdriftssystem, og er derfor avhengig av taubåter ved flytting. Skal de transporteres over lengre avstander plasseres de på spesialbygde båter eller lektere (Jørgensen & Framnes, 1999).

Når de skal plasseres på feltet jekkes beina ned. Dybdebegrensningen kommer an på benlengden, men overstiger normalt ikke 150meter. Jekkehastigheten ligger på ca. 0,45m/min, som vil si at det tar over 5 og en halv time å jekke fra øvre til nedre posisjon og omvendt. Beina er normalt utstyrt med «spud canso» på den nedre delen av beina. Det er tanker med et spylesystem for å spyle vekk løsmasser. Spylesystemet brukes både ved plassering på havbunnen, og ved løsriving. Beina kan også utstyres med pæler eller sugeanker hvis de geotekniske forholdene er dårlige eller hvis den skal stå på en lokasjon over lengre tid. Hvordan havbunnen er bygd opp er avgjørende for stabiliteten til riggen, og må derfor undersøkes ved ankomst til nye lokasjoner. Hvis grunnen gir etter under beina, kan plattformen i verste fall velte. For sikre at beina er godt plassert på havbunnen tilføres de vekt etter plassering. Når beina er kjørt ned i havbunnen, fylles ballasttankene i skroget med ballastvann for å legge vekt på beina slik at de fundamenteres bedre. Vekten holdes

gjørne oppe i flere timer for å være sikker på at havbunnen holder. Når dette er gjort pumpes ballastvannet ut igjen og riggen jekkes til ønsket operasjonsnivå og beina låses. Siden den da står på havbunnen, er den å anse som en fast installasjon som er upåvirket av vær og sjø. Den trenger derfor ikke hivkompensator (Rigzone).



*Figur 4.5 Jackup*

Sammen med semi-sub er dette den mest utbredte typen leterigger på norsk sokkel. Dessverre er dette den typen rigger som er innblandet i flest ulykker. Mye på grunn av at de er ustabile under transport, og at de stadig plasseres på nye felt hvor det kan være usikkerhet rundt fundamenteringsforholdene. I utlandet har det vært flere store dødsulykker i forbindelse med velt og synking av slike rigger. I Norge har én slik rigg sunket, men alt mannskap ble berget.

#### **4.6 Drillship**

Drillship, eller boreskip, er båter som er utstyrt for brønnboring. I forhold til andre boreinstallasjoner har de noen klare fordeler. De kan bore på meget dypt vann, >3000m.

Siden det er en båt er den lett transportere over store avstander, og den er uavhengig av andre fartøy under transport da den går for egen maskin. I forhold til semi-suben kan de ta enda større dekkslaster grunnet større vannfortrengning. Den største bakdelen er at de ikke er like stabile i dårlig vær som flytende plattformer. De har derfor en lavere toleranse på bølgehøyde før boring må avsluttes. De er utstyrt med hivkompensator for å kunne operere opp til en viss bølgehøyde (Jørgensen & Framnes, 1999).



*Figur 4.6 Drillship*

På grunnere vann kan skipene bruke anker for å holde posisjonen, men på større dyp brukes dynamisk posisjonering. Dette er et nøyaktig system som klarer å holde båten i ro innenfor små marginer. Systemet er heller ikke så energikrevende. Selv om båten ikke må forflyttes horisontalt under brønnoperasjoner, kan den normalt rotere fritt rundt sin egen akse så lenge den holder sin sentrerte posisjon over brønnen. Dette gjør den i stand til å bedre takle naturkrefter ved å opprettholde en optimal vinkel i forhold til de ytre påvirkninger for at de skal ha minst mulig effekt på skipet. Dette kan være snakk om vind, bølger og strømninger. Boretårnet er plassert midt på skipet, og borestrengen går ned i det som kalles «moon pool». Et typisk boreskip er om lag 200-300meter langt og 30-40meter bredt. Det har en boligdel og en helipad for å kunne transportere personell. Skipet har forskjellige lagertanker beregnet for væsker og kjemikalier som brukes i forbindelse med boringen, samt til ballastvann. Etter hvert som det blir gjort oljefunn på stadig større dyp, blir boreskip mer og mer aktuelt (Rigzone).

## 5 Overflateutstyr

For å bore en brønn trengs det en rekke maskiner og utstyr, både med tanke på selve boreoperasjonen og sikkerheten som alltid skal være av høyeste prioritet. Oppbygningen av maskiner og utstyr som brukes for å bore en brønn vil i dette kapitlet forklares i kronologisk rekkefølge fra toppen av boretårnet og ned til borkronen.

### 5.1 Heisesystemet

Karakteristisk for alle boreinstallasjoner er et boretårn. De er lett gjenkjennelige grunnet høyden. Borerørene som brukes i borestrengen kobles normalt sammen i lengder på 20-30meter før de installeres i borestrengen. For at det skal være mulig å løfte borerørene på dekk og kjøre de ned i brønnen, må løfteinnretningen klare å løfte minst en høyde tilsvarende lengden på de sammenkoblede borerørene. I tillegg vil det være lengdekrevende utstyr som er påkoblet over borerørene igjen. Av den grunn er boretårnene normalt over 40meter høye. De består av et fagverk i stål som må tåle forholdvis store vertikale laster i tillegg til og eventuelt kunne ta opp torosjonskrefter, avhengig av boreutstyret.

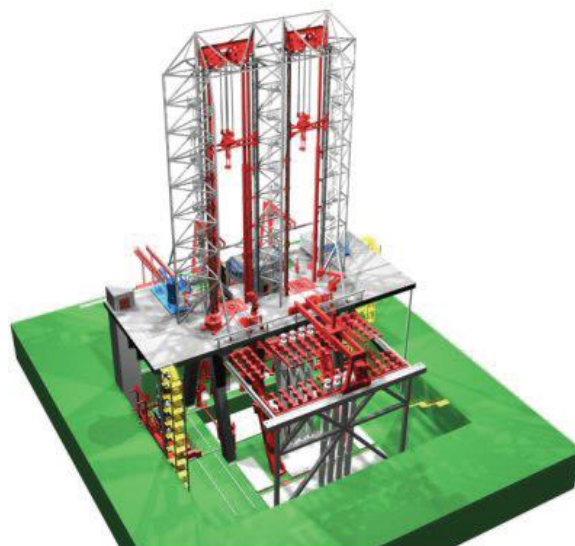
Tradisjonelt har det blitt brukt elektrisk heisespill som løfteinnretning. Dette er en elektrisk drevet trommel som spoler av på en vaier. Det kan sees på som en avansert vinsj med brems, kløtsj, gir og retningsforandring. Fra heisespillet går vaieren opp til den fastmonterte kronblokken i toppen av boretårnet og videre ned til løpeblokken. Disse blokkene har flere trinser slik at vaieren kan tres flere ganger opp og ned mellom kron- og løpeblokken.

Normalt tres vaieren 8-12 ganger, alt ettersom hvor stor løftekapasitet det er behov for. Hastigheten på løpeblokken vil reduseres for hver ekstra surring. Etter siste surring går vaieren fra kronblokken og ned til dødvaierfestet (eng.: deadline anchor), hvor den forankres. Vaieren vil slites ulikt ettersom hvor i systemet den er. Partiet med størst slitasje er der den stadig dras rundt kron- og løpeblokken. Her tåler vaieren bare et visst antall rotasjoner før den bør byttes. For å hindre at vaieren må byttes hver gang den slites ned her, har systemet en reservetrommel med oppspolet vaier. Ved å kjøre ut ny vaier fra den og inn på heisespillet, endres slitasjepunktene slik at lengre levetid oppnås.

I senere tid har det blitt vanligere med hydrauliske heisespill. Nye rigger utstyres med dette, og en del av de gamle bytter om. I motsetning til det tradisjonelle heisespillet som er elektrisk drevet og avhengig av kløtsj, girkasse osv., er de hydrauliske enklere konstruksjoner

som kan styres kun ved hjelp av en joystick. De er mer følsomme og har en høyere driftssikkerhet som følge av et enklere driftssystem.

Et alternativ til det vanlige systemet med heisespill er en sylindrløfterigg. Der brukes dobbeltvirkende hydrauliske sylindre til løfteoperasjonene. Sylindrene har en slaglengde på 16,2meter, som gir en total løftehøyde på rundt 32meter. Dette gjør at maksimal borerørslengde ikke kan overstige 20meter. Systemet kan løfte 400tonn med en hastighet på opptil 2m/s. En fordel med sylindrløfteriggen er at, i motsetning til en vanlig rigg som lagrer borerørene på boredekket, lagres de på kjellerdekket som ligger et nivå under. Det senker tyngdepunktet på riggen, samtidig som det skaper bedre plass på selve boredekket (Jørgensen & Framnes, 1999).



*Figur 5.1 Sylindrløfterig*

## **5.2 Hivkompensator**

Hivkompensator er en innretning som gjør boreoperasjoner mulig selv om riggen beveger seg vertikalt som en følge av påvirkning fra ytre krefter. Faste installasjoner som står på havbunnen vil ikke påvirkes av blant annet bølger. Av den grunn er dette utstyret normalt bare å finne på flytende boreinstallasjoner, men der er det en nødvendighet. Uten hivkompensator på flytende rigger ville flere operasjoner blitt nærmest umulig å gjennomføre. Borestrengen og borkronen ville blitt utsatt for slag, støt og ujevn vekt. Å plassere nødvendig utstyr på havbunnen ville vært vanskelig hvis løfteutstyret var i kontinuerlig vertikal bevegelse. Riggens vertikale forflytning i forhold til havbunnen skaper altså problemer. Hivkompensering vil ikke eliminere denne forflytningen helt, men redusere

den til et akseptabelt nivå. Systemet har en øvre grense for hvor store bølger det klarer å kompensere. Blir bølgehøyden større enn det hivkompenseringen klarer å utligne, må boringen avsluttes (Jørgensen & Framnes, 1999).

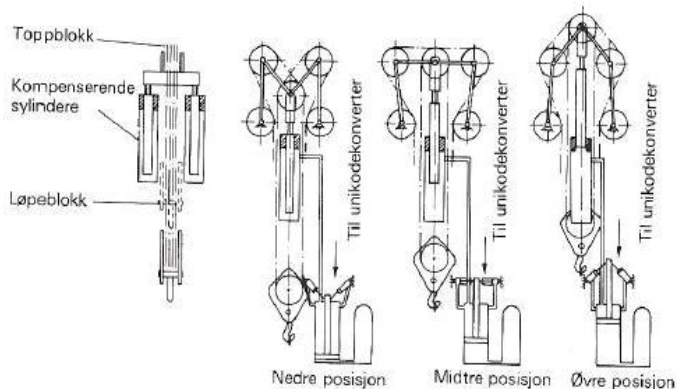
Det finnes tre typer hivkompensatorer, passiv, aktiv og semiaktiv. En passiv hivkompensator benytter seg av et pneumatisk fjærende system, normalt i form av gassfylte sylindere som gir og tar etter som de blir utsatt for krefter. Hvis det er en borestreng i en brønn hvor hele eller deler av vekten dens blir holdt av løfteinnretningen på riggen, vil en bølge føre til en rask økning i de vertikale kreftene som skal til for å holde borestrengen grunnet akselerasjon. Hoveddelen av de økte kreftene vil overføres til den gassfylte sylindren i hivkompensatoren hvor gassen enten komprimeres eller ekspanderes som en følge av kreftene den blir utsatt for. Nøyaktigheten i systemet er avhengig av lastens utforming. Uansett vil systemet normalt ikke kompensere like godt som en aktiv versjon, men i de fleste tilfeller er det tilfredsstillende nok. Til gjengjeld er dette et enkelt system, noe som øker driftssikkerheten. Dette systemet trenger ingen tilførsel av ekstern energi for å fungere, og påvirkes derfor ikke av eventuelle problemer med strømtilførsel.

Et aktivt system tilfører hivkompensatoren energi for å utligne riggens vertikale forflytning. Dette er et mer avansert system som bruker bølgesensorer for å registrere nødvendig hivkompensasjon. Selve kompensasjonen blir vanligvis utført via hydrauliske sylindere eller en vinsj som gir og tar ettersom nødvendig. Som en følge av at systemet er mer avansert, er det ikke like driftssikkert, og er avhengig av en betydelig mengde energitilførsel under drift. Til gjengjeld gir det aktive systemet en svært nøyaktig kompensering som er mindre avhengig av lastens utforming.

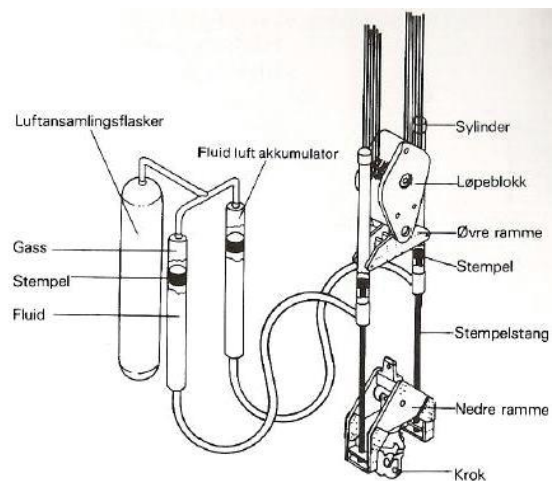
Semiaktiv hivkompensering benytter seg av en kombinasjon av disse. Et passivt pneumatisk system tar seg av mesteparten av bevegelsene, og et aktivt tilleggssystem tar seg av de resterende. Dette gjør systemet billigere i drift enn den rent aktive, samtidig som det er nøyaktig.

En hivkompensator kan monteres flere steder i heisesystemet. En versjon er å bruke heisespillet som utstyret løftes med. Kompensatoren er da innebygd i vinsjen, og vil spole på og av vaier etter hvert som riggen forflyttes vertikalt. En annen metode er toppmontert sylinderekompensering. Disse sylindrene er koblet sammen med kronblokken, og

kompenserer hivet ved å endre høyden til kronblokken. Hivkompensatoren kan også installeres mellom løpeblokken og kroken. Det kan være to sylindere som endrer avstanden mellom løpeblokken og kroken i tråd med den vertikale forflytningen. Dette vil øke vekten som heisesystemet må bære, grunnet at hivkompenseringen henger i løpeblokken.



Figur 5.2a Toppmontert hivkompensator



Figur 5.2b Krokmontert hivkompensator

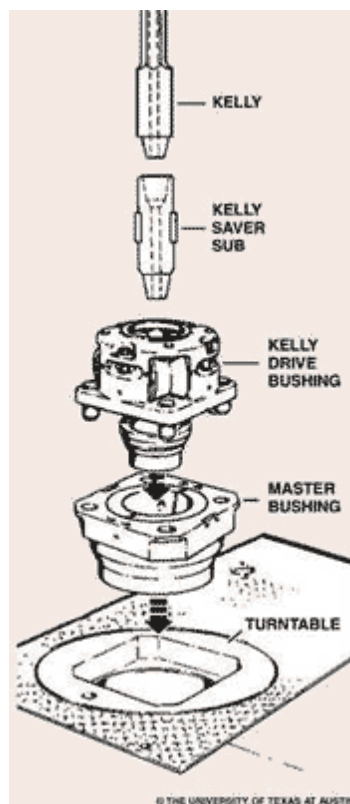
En annen metode er å tvinge vaieren til heisesystemet rundt en sylinder som står på boredekket. Ettersom sylinderen kjører stempelet inn og ut vil veien for vaieren bli kortere eller lengre, og dermed kompensere for hiv (Aurlien, 2007).

### 5.3 Boremaskin

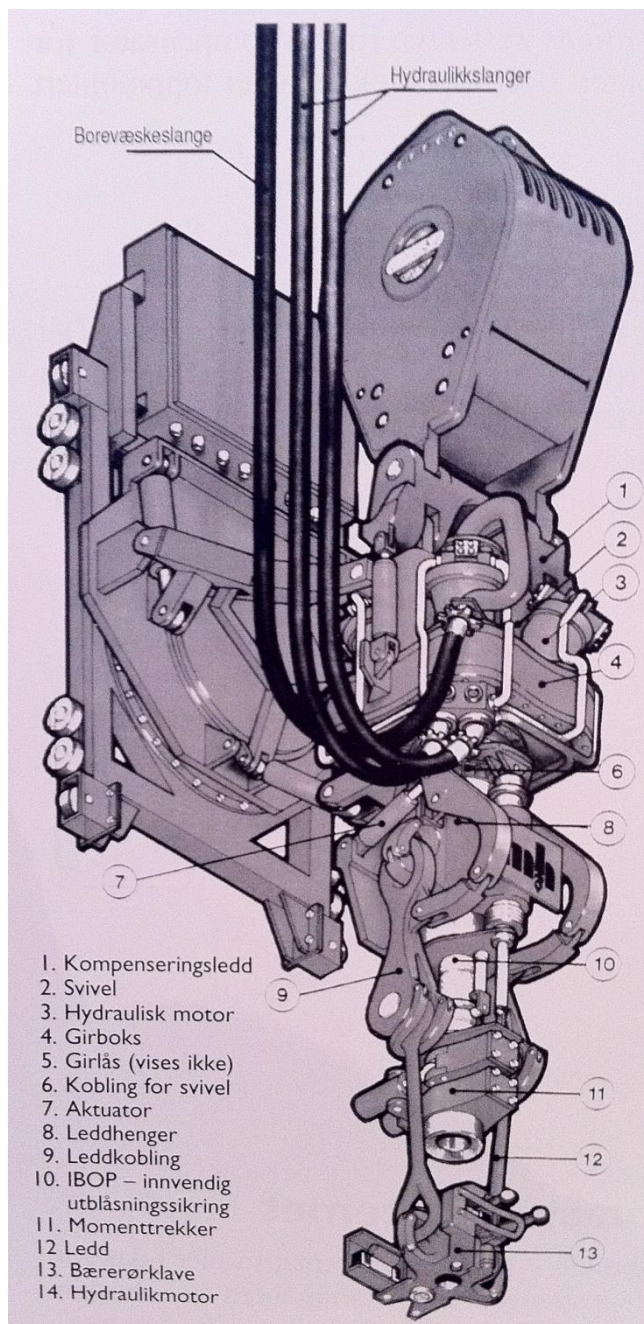
For å rotere en borestreng med borkrone som skal bore seg gjennom harde bergarter på flere tusen meters dyp, trengs det en anseelig mengde tilført kraft. Denne kraften tilføres av en boremaskin. Tradisjonelt har kraften blitt overført til borestrengen fra en ekstern motor via et rotasjonsbord. Rotasjonsbordet er en snurrende plate med et hull i midten, hvor borestrengen går ned. Fra motoren ble kraften overført til rotasjonsbordet via en girkasse. På rotasjonsbordet er «master- og kelly bushing» montert, som er drivrørsforinger. De har til oppgave å holde fast drivrøret slik at det roterer sammen med rotasjonsbordet, samtidig som det fritt skal kunne kjøres opp og ned. Drivrøret som kalles «kelly» er et 40ft langt rør som er koblet sammen med borestrengen med en «kelly saver sub» som mellomstykke, og er den delen som overfører rotasjonen fra rotasjonsbordet til borestrengen. Forskjellige



mellomstykker muliggjør boring med forskjellige typer og størrelser borerør ettersom hvordan gjengeparti de har. Drivrøret har enten et firkantet eller sekskantet tverrsnitt som hindrer det i å rotere i foringene. Når drivrøret er kjørt til nedre posisjon må nye borerør kobles på for å fortsette boringen. Drivrøret med hele borestrengen hengende må da heises opp til det øvre borerøret når boredekket. Drivrøret kobles av, og et nytt borerør kobles på borestrengen før drivrøret kobles på strengen igjen, og videre boring kan fortsette.



Figur 5.3a Tradisjonelt rotasjonssystem



Figur 5.3b Tårnboremaskin

I senere tid har tårnmonterte boremaskiner (eng.: top drive) blitt vanligere å bruke i stedet for det tradisjonelle systemet med drivrør. Det er en type bormaskin som henger i løpeblokka, normalt ved hjelp av en adapter i stedet for kroken, for å hindre at utstyret tar unødig mye plass i høyden. Dette er tunge maskiner som gir et betydelig vektbidrag til heisesystemet. De største boremaskinene veier over 50tonn. Hovedkomponentene i en tårnboremaskin består av kraftsvivel, hydrauliske/elektriske motorer, girkasse og rørhåndterer. Motorene er enten hydraulisk eller elektrisk drevet, og kan yte opp til flere tusen hestekrefter. Boremaskiner som brukes offshore er normalt kraftigere enn de som brukes onshore, blant annet grunnet større dybder som gir økt effekttap i borestrengen. Hovedfordelen med tårnboremaskiner kontra drivrør, er at de er raskere i bruk. Svivel og rotasjonsbord brukes fortsatt, men drivrøret er borte.

Dette gjør at et nytt borerør kan installeres i borestrengen uten å måtte heve hele strengen. Når et borerør er kjørt ned til nedre posisjon og et nytt må skjøtes på, holdes det øverste borerør på plass i rotasjonsbordet ved hjelp av et slips. Tårnboremaskinen kobles av det gamle borerøret, og heiser et nytt et på plass over det gamle. Borerørene skrues sammen og boringen kan fortsette. Dette gjør at tårnboremaskinen har flere fordeler. Å installere ett nytt borerør går raskere. Ved at borestrengen får kortere rotasjonsopphold, reduseres sjansen for fastkjøring. Lengre borerør/stand kan benyttes, som fører til færre

sammenkoblinger og dermed redusert stopptid. Dødtid er generelt kostbart i boresammenheng, og bør derfor reduseres til et minimum. I tillegg er systemet med tårnboremaskin mer automatisert enn drivrørmetoden. Det øker personalsikkerheten grunnet mindre manuelt arbeid (Rigzone).

For å ta opp reaksjonsmomentene som oppstår under boring har tårnboremaskinen en styrevogn som går på skinner i boretårnet. Styrevognen er tilbaketrekkelig slik at tårnboremaskinen kan henge fritt under rene løfteoperasjoner. Dette gjør at kjøring inn og ut av brønnen kan gjøres med en høyere hastighet, samtidig som tilkobling og løfting av utstyr som ikke befinner seg ved rotasjonsbordet blir mulig. Ved ombygging til tårnboremaskin fra drivrør er det viktig at boretårnet dimensjoneres for de nye rotasjonskreftene det vil utsettes for (Jørgensen & Framnes, 1999).

#### **5.4 Roughneck**

Roughneck er betegnelsen på en utsatt stilling personell kunne ha på boredekket. Som roughneck var hovedansvaret å skru sammen og fra hverandre borerør. Store skiftenøkler ble manuelt plassert på borerørene, og holdt igjen av wirer. Momentet ble så økt til koblingen gav etter og rørene løsnet fra hverandre. Denne prosessen medførte store krefter med løse deler som kunne gi etter mens det sto arbeidere i nærheten. I dag er det vanligere med maskiner som utfører denne jobben. Maskinene blir derfor kalt «Iron Rougnecks», og er automatstyrte krafttenger. De står like ved borestrengen og har hydrauliske armer eller skinner som leder de til rotasjonsbordet. Når to borerør skal sammen- eller frakobles, fjernstyres maskinen mot borestrengen. Maskinen er utstyrt med en øvre og nedre gripeklo som klemmer på hver sitt rør rundt rørsammenkoblingen. I gripeklørne er det kraftige, men trege, momenttrekkere som skal sørge for koblingen skrues sammen med riktig moment. Momentet er viktig å holde styr på. Ved operasjoner nede i brønnen som krever rotasjon motsatt vei, er det viktig å vite hvor mye kraft som kan brukes før rørkoblingene gir etter. Når en kobling er løsnet av roughneck, har den en gripeklo med ruller som kan brukes til raskere sammen- eller fraskruing (Jørgensen & Framnes, 1999).

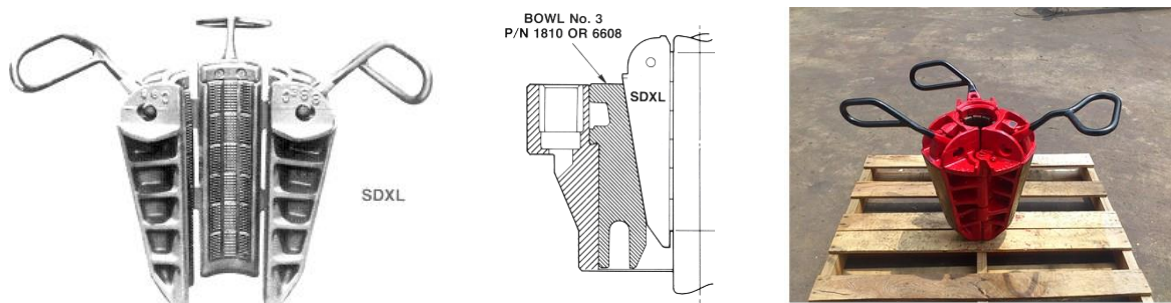


*Figur 5.4 Iron Rougneck*

## 5.5 Rotasjonsbord og slips

Rotasjonsbordet har ingen drivfunksjon lenger nå som tårnboremaskin har tatt over for drivrøret. Likevel er det fortsatt vanlig å føre strengen ned gjennom et rotasjonsbord. Bordet roterer fritt, men kan innstilles til kun å rotere en bestemt retning, eller låse rotasjonen helt. Rotasjonsbordet kan fortsatt dreies for egen maskin. Det kan være nyttig når tårnboremaskinen er frakoblet og strengen må dreies i forbindelse med utstyr som befinner seg i brønnen som krever rotasjon for å fungere. Hovedoppgaven til rotasjonsbordet etter tårnboremaskinens inntog er å være et fundament for slipset. Slipset er kileformede deler av metall med tenner eller andre gripeelementer, som har til oppgave å gripe rundt og holde fast borerør. I den indre delen av rotasjonsbordet (master bushing) er veggene konisk formet, som gjør at slipset kiles fast mellom veggene og borerøret. Slipset brukes hovedsakelig ved av- og påkobling av borerør. Når et borerør kobles av eller på, frigjøres borestrengen fra løftesystemet. Slipset klemmer rundt det øverste borerøret og hindrer strengen i falle ned i brønnen. For å ikke skade borerørene skal slipset kun kiles når borestrengen står i ro i forhold til rotasjonsbordet, og riktig størrelse på slipset må brukes i forhold til type borerør. Når slipset holder borestrengen vil ikke hivkompensatoren på flytende rigger ha noen innvirkning, og borestrengen forflyttes vertikalt i takt med boreriggen. Dette kan medføre skade både på borkrone, borerør og formasjon. Strengen bør derfor heves litt før den henges av i slipset, og ikke henge der sammenhengende over lang tid.

Når det bores dype brønner som krever lange borestrenger vil vekten slipset må holde igjen, øke. For å sikre at slipset klarer å holde igjen borestrengen kan slipset støttes mot underkanten av den utvidede gjengeforbindelsen. Dette er en ekstra sikkerhet mot at strengen skal falle ned i brønnen. På rør som har samme ytre diameter i hele sin lengde, som for eksempel vektrør, vil ikke dette være mulig. Ved bruk av slike rør må det brukes «collar slips», som har en bedre gripeevne rundt slike rør. For å sikre at disse rørene ikke faller ned i strengen hvis slipset glipper taket, festes det på en «dog collar» rundt røret på oversiden av slipset. Dette er en klave som monteres rundt røret som gjør at slipset hindrer strengen i å falle videre når klaven lander på slipset (Jørgensen & Framnes, 1999).



Figur 5.5 Slips

## 5.6 Rørlager og rørtransport

Alle rør som brukes i borestrengen tas fra rørlageret (eng.: pipe rack). Her lagres de fleste komponentene som brukes i forbindelse med brønnbyggingen. For å transportere rør fra lageret til boredekk brukes forskjellige typer kraner, som travers- og dekkskraner. For å unngå tidkrevende stropping ved transport av komponenter som det brukes mye av, er kranene utstyrt med klo eller magnetåk. Rør som transporteres legges på en rørbro (eng.: catwalk) som forflytter og mater den ene enden av røret til tårnboremaskinen.

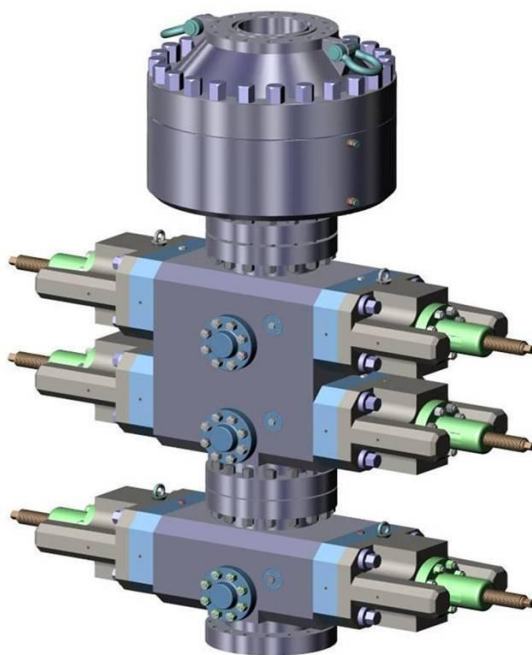
## 5.7 Fingerbord

Under boringen er det ønskelig å kunne bore sammenhengende, uten stopp. Når nye borerør skal skjøtes på og tårnboremaskinen frakobles strengen, mistes boreslamforbindelsen siden slammet blir pumpet ned i strengen via boremaskinen. Når boreslammet blir stillestående vil evnen til å holde på borkakset som transporteres, reduseres. Står brønnen for lenge uten sirkulasjon vil kakset kunne begynne å synke mot bunnen, og pakke seg rundt borestrengen. Dette vil til slutt føre til fastkjøring. For å redusere stopptiden kobles rørene som brukes til boring sammen før brønnboringen starter,

normalt i lengder av 3 og 3. Når et rør kommer fra rørbroen heises det opp med tårnboremaskinen, og senkes ned i rotasjonsbordet, hvor det henges av i slipset. Neste rør skrues på det som allerede henger i brønnen, senkes ned og henges av i slipset. Det tredje røret skrues på toppen av det forrige, og de tre sammenkoblede rørene heises opp på dekk. Et slikt sett borerør kalles et «stand». Ved hjelp av et automatisert rørhåndteringssystem i boretårnet forflyttes standet til et rørlager i boretårnet, som kalles fingerbord. Fingerbordet befinner seg nærmere toppen av boretårnet og har flere utstikkende «fingre» som holder standene på plass. Standene plasseres stående på dekk, og tres inn fingerbordet i toppen, hvor de låses fast. Fingerbordet fylles opp med så mange stand at det skal være nok til å bore ferdig en seksjon i brønnen. Hvert stand har en lengde på rundt 30 meter. Det gjør at antall stopp under boring reduseres til en tredjedel av hva det ellers ville vært.

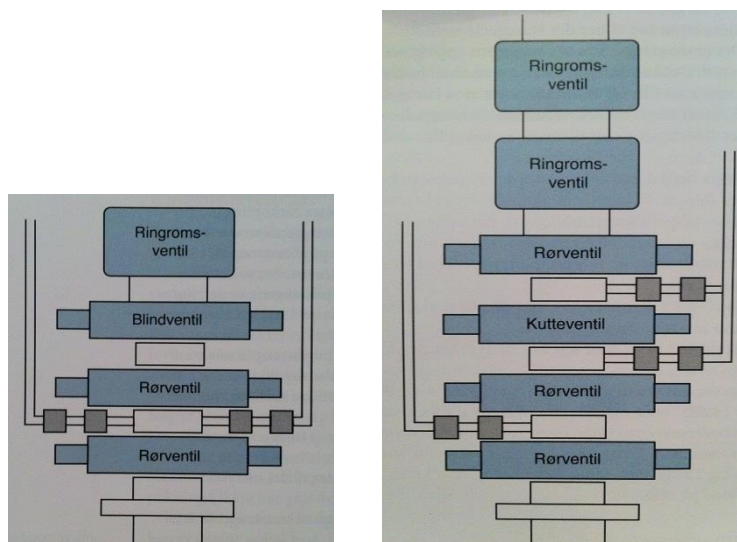
## 6 BOP

Sikkerhet under brønnboring er en viktig del av arbeidet. Det arbeides med farlige væsker og gasser under store trykk. Når det bores gjennom forskjellige formasjoner langt under havbunnen kan det risikeres å møte på «lommer» med gass eller væske som er under høyere trykk enn det som er normalt å forvente på gitt dybde. Boreslammet fungerer som en trykkontroll mot formasjonen ved det har et høyere hydrostatisk trykk. Dette er den første barrieren som hindrer væsker og gasser fra å trenge inn i brønnen fra formasjonen. Boreslammet har et tilnærmet konstant trykk mot formasjonen, og skulle dette trykket overgå fra formasjonen sin side, vil væsker og gasser trenge inn i brønnen. Det kalles et «kick». Dette vil i første rekke være farlig oppe på plattformen grunnet det store trykket, men det er også andre grunner til at dette ikke bør skje. Gasser som kommer opp fra formasjonen kan være giftige, som for eksempel hydrogensulfid ( $H_2S$ ). Den kan legge seg som et livsfarlig teppe på riggen. Gasser eller væsker som består av, eller inneholder hydrokarboner kan være lett antennelige og vil dermed kunne skape en alvorlig situasjon ved utblåsning (eng.: Blow Out). For å hindre at et kick når overflaten, brukes en Blow Out Preventer (BOP). Det er et sikkerhetsventilsystem som består av flere forskjellige ventiler hvorav en kombinasjon av disse uansett skal kunne stenge av brønnen, uavhengig av hvor i boreprosessen man befinner seg.



*Figur 6a BOP (overflatemontert)*

BOP er plassert enten på plattformen eller på havbunnen, avhengig av om plattformen er flytende eller ikke. Flytende installasjoner må ha disse sikkerhetsventilene på havbunnen grunnet den vertikale forflytningen som kan skape sikkerhetsproblemer. Fordi dette er en noe mer avansert løsning enn å plassere den på riggen, har plattformer som har fast forbindelse med havbunnen normalt BOP på dekk. Dette gjør blant annet kontroll og vedlikehold enklere. Utformingen på en havbunnsmontert BOP er noe annerledes bygd opp enn en som er plassert på dekk, men de har samme funksjon. Havbunnsmonterte har gjerne flere ventiler som en ekstra sikkerhet for at brønnen skal kunne stenges selv om noen av dem skulle svikte, siden vedlikehold og justeringer er vanskeligere å gjennomføre. En BOP består av flere ulike ventiler, normalt ringromsventiler, borerørsventiler og kutteventiler.



Figur 6b Typisk BOP-oppsett. Overflatemontert (t.v) og havbunnsmontert (t.h)

## 6.1 Ringromsventiler

Ringromsventiler (eng.: annular preventers) har til oppgave å stenge av ringrommet. Ringrommet er området mellom borestrengen og brønnveggen, eller mellom foringsrørene, sett i et vertikalt snitt. Ventilen er bygd opp av et sirkulært gummielement som skal tette mot borerøret. Selve elementet består av en spesiell gummitype som har en viss fleksibilitet for å kunne tette mot borestrengen uavhengig om pakningen treffer selve borerøret eller en utvidet gjengekobling. Ventilen aktiveres ved hjelp av sirkulært stempel under gummielementet. Stempelet presses opp ved hjelp av hydraulisk trykk, som fører til at gummielementet presses inn mot borestrengen. På grunn av ventilens utforming kan



brønntrykket bidra til å holde ventilen stengt. Gummielementet gjør det også mulig å heve eller senke borestrengen selv om ventilen er stengt. Dette øker slitasjen på elementet, og det etterstrebes å holde så lavt stengetrykk på ringromsventilen som mulig ved kjøring av borestrengen i stengt posisjon. I gummielementet er det innslag av stålsegmenter som har til oppgave å avstive og forsterke konstruksjonen. Det er vanlig å ha to ringromsventiler på en havbunnsmontert BOP for å gi ekstra sikkerhet, mens det normalt holder med én på de overflatemonterte. Ringromsventiler er tunge konstruksjoner, og veier gjerne 3 til 4 ganger mer enn en borerørsventil som er dimensjonert for samme diameter og trykk. Av den grunn er det vanlig å operere med en lavere trykkgrense på ringromsventilene enn for borerørsventilene, og plassere ringromsventiler øverst. Ringromsventiler har ikke noe låssystem som holder pakningen på plass hvis stengetrykket skulle forsvinne. De kan heller ikke brukes til å holde borestrengen eller stenge av en brønn uten borestreng i (Halle, 2010).

## **6.2 Borerørsventiler**

Borerørsventiler har i likhet med ringromsventilene til oppgave å stenge av ringrommet rundt borestrengen. Hovedforskjellen er at det er to tetningselementer i stål som presses mot hverandre ved hjelp av et hydraulisk stempel på hvert element. I enden på hvert element er det montert pakninger som skal tette mot borestrengen og det motsatte tetningselementet. Hvert element er måneformet slik at borestrengen passer i midten når de er innkoblet. Det opereres med to forskjellige borerørsventiler, Pipe ram, og Variable ram. Pipe ram har tynne pakninger i fronten som skal tette mot borestrengen på hvert element. Siden hverken tetningselementene eller pakningene er fleksible, tetter de kun mot den dimensjonen borerør de ment for. Skal andre dimensjoner borerør brukes, må tetningselementene skiftes i tråd med diameteren på borerørene. Denne svakheten medfører at disse ventilene kun tetter mot selve borerøret, og ikke ved utvidelser som ved gjengeforbindelser m.m. Variable ram har en annen type pakning i fronten på elementene med en noe større gummimasse. Dette gjør de i stand til å tette mot rør av ulike dimensjoner, men kun innenfor en viss diameter, og de er ikke på langt nær så fleksibel som en ringromsventil. En fordel med borerørsventilene er at de er mer robuste grunnet stålelementene. Det gjør at de kan brukes til holde strengen hvis den kuttet over, slik at den ikke faller ned i brønnen. Grunnet sitt spesielle pakningselement vil ikke like tunge borestrenger kunne henges av i en variable ram som i en pipe ram. Hvis borestrengen skal henges av i en borerørsventil bør strengen kjøres

slik at skulderen på en gjengeforbindelse kan hvile på den stengte ventilen. Normalt er det to borerørsventiler i en BOP, øvre og nedre. Blant annet for å forsikre seg om at minst en av de treffer den dimensjonen de er ment for å tette mot, og ikke en utvidelse. Borerørsventiler har en låsemekanisme som gjør at de kan låses i stengt posisjon, slik at de ikke åpner seg hvis det hydrauliske trykket på stengesiden skulle forsvinne.

### **6.3 Blindventil**

På en overflatemontert BOP er det i tillegg til de to måneformede borerørsventilene, normalt en blindventil. Blindventilen har flate pakningselementer som gjør det mulig å kunne stenge av brønnen når det ikke befinner seg en borestreng i den.

### **6.4 Kutteventil**

Kutteventil (eng.: Shear ram) brukes stort sett bare på havbunnsmonterte BOP og befinner seg normalt mellom ringroms- og borerørsventilene. De brukes kun i kritiske situasjoner hvor det mistes kontrollen på trykket inne i borestrengen, eller for å tette når det ikke er noen borestreng i brønnen. Pakningselementene har kniver påført i enden som kan kutte borestrengen tvers over når ventilen stenges. For å unngå at strengen under kutteventilen faller ned i brønnen, bør den henges av i en borerørsventil før kutting (Halle, 2010).

### **6.5 Innvendige ventiler**

Selv om ringrommene tettes kan et kick fortsatt få utløp i borestrengen. For å hindre dette er det montert ventiler på drivinnretningen. Bores det med drivrør er det plassert en ventil like under svivelen der slamslangen er tilkoblet (upper kelly cock), og en nederst på drivrøret, nær borerøret (lower kelly cock). Det er normalt mekanisk styrte kuleventiler som kan stenge av trykk begge veier. Brukes en tårnmontert boremaskin, er den utstyrt med to ventiler av tilsvarende type som befinner seg inni boremaskinen. Forskjellen er at en av ventilene her er hydraulisk styrt, slik at det skal være mulig å stenge av ventilen selv om boremaskinen befinner seg i øvre posisjon oppe i tårnet. Disse ventilene fungerer bare når drivinnretningen er koblet på borestrengen, noe som skaper en utfordring hvis det skulle komme et kick når borestrengen står åpen, som for eksempel ved sammenkoblinger av borerør. Hvis dette skjer kan det skrues på en innvendig tilbakeslagsventil på toppen av borestrengen. Dette er en enveisventil som tillater sirkulering nedover i borestrengen, men ikke tilbake. Hvis kicket oppdages for sent, og tilbakeslagsventilen ikke er montert før kicket

når overflaten, vil det bli en utblåsning. Under en utblåsning er det tilnærmet umulig å skru på en stengt ventil, derfor kommer noen ventiler med en stang som holder ventilen åpen under montering. Etter montering fjernes stangen og ventilen lukkes.

Borestrenger blir ofte utstyrt med en flottørventil i enden mot borkronen. Den er der i hovedsak for å beskytte måleutstyr, slammotor og lignende mot innstrømning av borkaks og andre ødeleggende materialer. Det er verken et krav å installere disse, eller at de skal fungere som en barriere.



## 7 Stigerør

Stigerør (eng.: risers) er rør som skaper en forbindelse mellom rigg og brønner med brønnehodet på havbunnen. Hovedoppgaven til stigerørene under boring er å føre boreslammet tilbake opp til riggen, og fungere som ledevei for utstyr som fires ned i brønnen. I likhet med borestrengen kobles stigerørene fortløpende sammen på overflaten og senkes ned. De kommer i forskjellige lengder for at antallet skal kunne gå opp med avstanden fra brønnen til plattformen. Normalt senkes BOP ned sammen med stigerørene, ved at BOP kobles på det første stigerøret, og senkes ned til brønnehodet samtidig som stigerørene kobles sammen. Når BOP har nådd og påkoblet seg på brønnehodet, henges det øverste stigerøret av opp på riggen.

Stigerør brukes normalt kun på flytende boreinstallasjoner, da det er disse som har havbunnsmonterte brønnehoder. Det medfører at stigerørsstrengen vil utsettes for bevegelser i tråd med riggens bevegelser, og må kunne ta opp både horisontale og vertikale forskyvninger.



*Figur 7a Stigrør*

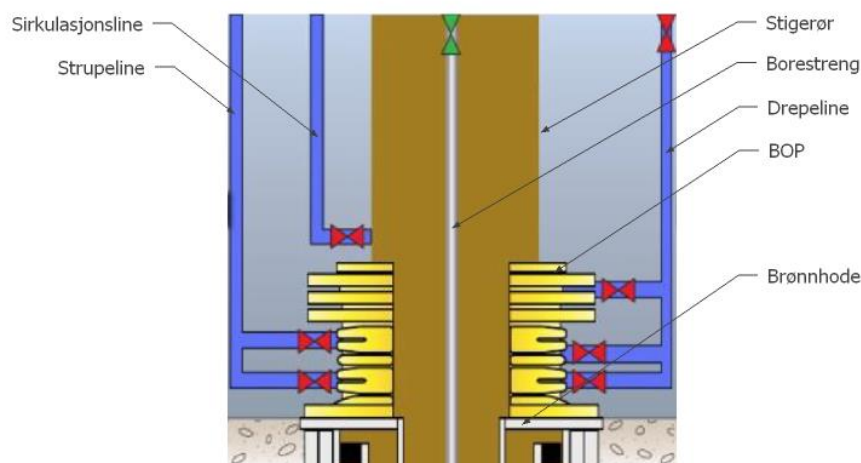
For å håndtere de horisontale

forflytningene er det montert to kuleledd i

hver ende av strengen. Et i forbindelsen mellom BOP og stigerør, og et i forbindelsen mellom stigerør og rigg. Kuleleddene tillater en horisontal forflytning som vil tilsvare en helning på opptil 10 % på stigerørsstrengen fra normalen. En sideforflytning fra origo vil i tillegg til bølger og tidevann skape vertikale trykk- og strekkrefter i stigerørsstrengen. For å ta opp dette er det et fleksibelt teleskopledd i øvre del av strengen. Teleskopleddet består av et indre og ytre rør med gummipakninger mellom, som tillater vertikale bevegelser i plattformen uten at det påvirker stigerørene. Grunnet stigerørenes oppbygning bør de være i konstant strekk. Rørene er stive og bøyning må unngås. Trykkrefter er derfor ikke ønskelig. For å unngå dette har rigger et eget strekksystem i det åpne området under boredekket. Det øverste stigerøret under teleskopleddet henges av i vaiere fra et strekksystem som sørger for at stigerørsstrengen alltid er i strekk.

Stigerørene er laget av god stål kvalitet for å gi nødvendig styrke til å motstå kreftene de utsettes for både som følge av riggens bevegelse og hydrostatiske trykkrefter som havdyp og boreslam påførere. På grunn av at de skal kunne brukes til å kjøre forskjellig boreutstyr gjennom, er de nødt til å ha en relativt stor diameter. Dette gjør at stigerør er tunge konstruksjoner. For at de ikke skal utsette rigg, seg selv og andre brønnkonstruksjoner for unødig store laster, er det er ønskelig at rørene skal ha en viss oppdrift i vannet. Derfor er stigerør beregnet til å operere på større havdyp, påmontert flyteelementer.

Stigerøret danner eneste forbindelse mellom rigg og BOP/resten av brønnen, og er derfor gjenstand for flere typer påmonterte rør, blant annet for å styre selve BOP. Drepe- og strupeline (eng.: kill and choke line), som ligger påmontert utvendig av selve røret, er viktige komponenter for å kunne drepe brønnen ved en eventuell utblåsning. De følger stigerøret fra riggen og ned til BOP hvor de er påkoblet. Ved dreping pumpes tung væske ned drepelinen, gjennom BOP og inn i brønnen. Strupeventilen tar returen, og gjør det mulig å kontrollere brønnstrømmen. Dreping av en brønn skal helst skje med en viss hastighet. Hvis stigerøret har en stor diameter vil dette kunne øke tiden det tar å fylle det opp med en tung drepevæske. For å kompensere dette monteres det ofte en sirkulasjonslinje (eng.: booster line) på stigerør med stor diameter, som brukes til å øke strømningshastigheten (Jørgensen & Framnes, 1999).



Figur 7b Styreliner

## 8 Bunninstallasjoner

### 8.1 Brønnhode

Et brønnhode er den delen som danner en trykktett forbindelse mellom foringsrørene i brønnen og de forskjellige sikkerhetsventilene. Under boring brukes BOP som sikkerhet, og denne plasseres på brønnhodet. På flytende rigger står brønnhodet på havbunnen, mens på faste rigger står det oppe på dekk. En brønn bygges opp av ved hjelp av fôringsrør som skal skille brønnen fra formasjonen. Det settes flere fôringsrør inni hverandre med forskjellige dimensjoner, som alle går opp til brønnhodet. Åpningsrøret er navnet på det ytterste fôringsrøret, som normalt har en diameter på 30 tommer. Innenfor det igjen kommer forankringsrøret som normalt har en diameter på 20 tommer. Hvis det er en havbunnsbrønn vil øvre del av åpningsrøret være brønnhodehuset. Selve brønnhodet er påsveiset i toppen av forankringsrøret. Etter at åpningsrøret er satt og neste seksjon er ferdigboret, senkes forankringsrøret med brønnhodet ned i åpningsrøret. Brønnhodet låses så i brønnhodehuset ved hjelp av hydrauliske koblinger. Fôringsrør med mindre diameter enn forankringsrøret som installeres i brønnen, henges av inne i brønnhodet ved hjelp fôringsrørhengere og trykktette pakninger. Ringrommet mellom foringsrørene og brønnhodet holdes på den måten tett. I ett havbunnsmontert brønnhode er det ingen forbindelse til de forskjellige ringrommene mellom fôringsrørene. Det gjør at eventuelle trykkforandringer som skulle oppstå må kunne takles av brønnhodet (Jørgensen, 1998).

På et plattformmontert brønnhode forankres også brønnhodet til forankringsrøret, men det er ikke en del av røret. Brønnhodet blir satt på åpningsrøret, og tredd ned på forankringsrøret. Fôringsrør med mindre diameter henges av i brønnhodet, i liket med et havbunnsmontert brønnhode. Forskjellen er at alle ringrommene normalt har en egen ventil i brønnhodet, slik at trykk kan måles og hvis nødvendig bløst av. Ventilen som går til det innerste fôringsrøret er større enn de andre for å kunne sirkulere større mengder væsker raskere ved behov for en eventuell dreping av brønnen.

### 8.2 Lederamme

Ved boring fra flytende installasjoner som ikke har noen fast forbindelse med havbunnen trengs det hjelpemidler for å treffe en brønn med utstyr som skal fires opptil flere tusen

meter ned til havbunnen. Det er flere faktorer som påvirker bevegelsene til utstyret på vei ned, blant annet havstrømmer og riggens bevegelser. For å kompensere dette brukes det hjelpemidler, normalt en lederamme. Det første som gjøres ved boring av en ny brønn er at det senkes ned en midlertidig lederamme. Denne lederammen fires ned og plasseres ved hjelp av kamera, og danner et fundament for videre arbeid med brønnen. En lederamme kan ha forskjellige utforminger og virkemåter. En mye brukt type er en lederamme som senkes ved hjelp av 4 vaiere. Disse vaiere er festet til riggen og brukes til å fire ned annet utstyr til lederammen. En annen type, uten ledevaiere, er formet som en trakt for å lede utstyr på plass. Denne typen lederamme er avhengig av at utstyret treffer innenfor traktens område, noe som gjør den mer følsom for ytre påvirkninger. En permanent lederamme kobles til brønnhodehuset og fires ned sammen med åpningsfôringen, hvor den landes på den midlertidige lederammen når fôringsrøret har nådd sitt dyp (Jørgensen & Framnes, 1999).



## 9 Fôringsrør

Fôringsrørene er en viktig del av brønnbyggingen. Når en brønn skal bores må det av flere grunner settes fôringsrør (eng.: casing). Det er rør som settes etter at det er boret en viss lengde, som i hovedsak har i oppgave å skille brønnen fra selve formasjonen og danne en trykktett forbindelse mellom reservoaret og brønnehodet. Fôringsrørets oppgaver er blant annet å hindre at hullet som bores raser sammen, spesielt på dybder med løse eller oppløselige formasjoner. Uten fôringsrør hadde det blitt vanskelig å kontrollere brønntrykket, siden det er nærmest umulig å stenge av brønn hvor brønnveggen består av permeable formasjoner. Etter hvert som brønnen bores vil det støtes på formasjoner med ulike egenskaper. En sone kan ha lav resistens mot oppsprekking og vil kunne fraktueres som følge av boreslammets hydrostatiske trykk, mens like nedenfor kan det være en sone hvor det må opereres med tyngre boreslam. For at den øvre «svake» sonen ikke skal sprenges opp ved det hydrostatiske trykket som må brukes i den nedre sonen, kan den øvre sonen blendes av ved hjelp av fôringsrør. De sørger altså for at det kan opereres med større hydrostatisk trykk på boreslammet, uten at det sprenger opp svakere overliggende formasjoner. Boreslammet inneholder også ofte en del naturskadelige stoffer, som ikke ønskes på avveie. Samtidig hindres det at vann og andre væsker og gasser strømmer inn i brønnen.

Før en brønn bores må det lages ett fôringsrørprogram som beskriver kvalitet, diameter og dybder (lengder) på de ulike foringsrørene. Størrelsesorden på disse faktorene varierer fra selskap til selskap, og om det er en letebrønn eller produksjonsbrønn som bores. Enda viktigere for størrelsesorden er hvordan geologien på stedet er, krefter de utsettes for og hvordan brønnen skal utformes.

Ved valg av type fôringsrør bør disse faktorene vurderes:

- Geologi (Oppsprekkings- og kollapstrykk, permeabilitet, type masser i formasjonen)
- Poretrykk (Maks/min trykk, grunn gass)
- Type brønn (Letebrønn, produksjon/injeksjonsbrønn)
- Brønnens levetid

- Belastninger (Kjemisk nedbrytning, erosjon)
- Temperatur (lengdeutvidelser)
- Slamsystem og boreslammets egenskaper
- Dybde på seksjoner
- Muligheter for sidesteg (forgreininger)
- Brønnens orientering (vertikal – horisontal)

Selve fôringsrøret utsettes for flere krefter grunnet de overforstående punktene.

Trykkbelastningene deles inn i sprengingstrykk og kollapstrykk. Sprengning vil oppstå hvis trykket inne i fôringsrøret er så stort at differansen på trykket i brønnen (fôringsrøret) og trykket formasjonen gir på utsiden overgår fôringsrørets motstandsevne. Kollaps vil oppstå hvis det motsatte inntreffer.

Faren for sprengning er størst rett under brønnehodet. Hvis et kick oppstår og gass strømmer inn og fyller brønnen, må BOP stenges. Gassen vil stige opp mot brønnehodet og til slutt presse mot veggene i fôringsrøret like under BOP med en kraft tilsvarende formasjonstrykket hvor gassen kom fra. Grunnen til at faren for sprenging er størst her er differensialtrykket. På overflatemonterte brønnehoder vil det ytre trykket være lik atmosfæretrykket. Det fører til at differensialtrykket her vil være på sitt høyeste. For at foringsrørene skal kunne tåle et slikt trykk må det brukes en god stål kvalitet med høy flytegrense, og/eller sette trykk i ringrommene rundt hvis det er et av de indre fôringsrørene.

Kollaps vil normalt skje i dypere deler av en brønn hvor formasjonstrykket overgår fôringsrørets resistens mot sammenpressing. Boreslammet sørger for at differensialtrykket holdes på et akseptabelt nivå. Fare for kollaps kan oppstå hvis det bores gjennom permeable formasjoner med lavt trykk som fører til at boreslammet forsvinner ut i formasjonen. Da vil væskesøylen i brønnen synke hvis det ikke er mulig å etterfylle nok, eller tette lekkasjeveiene. Det hydrostatiske trykket i brønnen vil reduseres i takt med tap av høyde på væskesøylen, og differensialtrykket vil øke. Etter hvert kan væskesøylen bli så lav inne i brønnen at trykket fra formasjonen vil presse sammen fôringsrøret.

Fôringsrør er normalt produsert av varmebehandlet karbonstål i forskjellige styrker, men kan også være laget av for eksempel aluminium, glassfiber eller rustfritt stål (Schlumberger). API

(American Petroleum Institute) har utarbeidet en standard som blant annet angir flytegrensen til de ulike fôringsrørens stålqualität med hensyn på trykk.

For å beregne faren for sammenpressing grunnet differensialtrykk brukes formelen:

$$dP = Sf \left( Pf - \left( h \times \rho_{mud} \times \frac{g}{100} \right) \right), \quad Rc \geq dP \quad (1)$$

Hvor:

$dP$  = Differensial pressure [bar]

$Rc$  = Casing collapse pressure [bar]

$Sf$  = Safety factor

$Pf$  = Pressure from formation [bar]

$h$  = Height of mudcolumn [m]

$\rho_{mud}$  = mud density [g/cm<sup>3</sup>]

$g = 9.81 \text{ m/s}^2$

Ved gassinnstrømming regnes faren for sprengning av fôringsrør å være størst like under brønnetoppen grunnet et lavt differensialtrykk. For å beregne om fôringsrøret sprenges ved gassinnstrømming, brukes formelen:

$$dP = (Sf \times P_g) - \left( P_a + \left( h_{mud} \times \rho_{mud} \times \frac{g}{100} \right) \right), \quad R_b \geq dP \quad (2)$$

Hvor:

$dP$  = Differensial pressure [bar]

$R_b$  = Resistance burst-pressure casing [bar]

$P_a$  = Pressure in annulus/formation [bar]

$h_{mud}$  = Height of mudcolumn over gaspocket [m]

$\rho_{mud}$  = mud density [g/cm<sup>3</sup>]

$Sf$  = Safety factor

$P_g = \text{gas pressure [bar]}$

Brønnboring foregår i seksjoner. Nytt fôringsrør installeres ved overgang til ny seksjon, eller hvis det møtes på problematiske formasjoner. Åpningshullet er normalt av en stor dimensjon, og for hver seksjon ned mot reservoaret blir diameteren på brønnen mindre. Øvre del av havbunnen består vanligvis av et lag med løse sedimenter som sand og leire. Det første fôringsrøret som settes, settes i hovedsak for å lage en stabil brønnvegg som hindrer de løse massene å rase inn i brønnen. Dette kalles åpningsrøret (eng.: conductor casing). Det har typiske dimensjoner på 20, 24, 30 eller 36 tommer. På flytende installasjoner bores åpningshullet ved hjelp av boreslam. Boreslammet har en større densitet enn saltvannet, som gjør at det ikke forsvinner ukontrollert ut i de frie vannmassene. Likevel vil boreslammet fra åpningshullet til slutt forsvinne ut i havet, siden det ikke er etablert noen fast forbindelse opp til riggen enda. For å redusere de miljømessige forurensningene brukes det vannbasert boreslam. Det tunge boreslammet, som pumpes ned gjennom borestrengen, transporterer borkaks ut av hullet og sørger for at veggene ikke raser sammen. Diameteren på hullet som bores er normalt større enn diameteren på fôringen, blant annet for at det skal være enklere å kjøre det ned, og at det skal være rom for sement mellom brønnveggen og fôringen. Til et 30" fôringsrør bores det et 36" hull. Når ønsket dybde er nådd, kobles fôringsrørene fortløpende sammen på dekk og kjøres ned i brønnen. Det er viktig at det borede hullet har en kalkulert dybde som fører til at toppen av fôringen, med brønnhodehuset, lander på lederammen og danner fundament for brønnhodet. I rommet mellom åpningsrøret og brønnveggen pumpes det inn sement for å tette, forankre og stabilisere røret. Åpningsrøret sementeres normalt i hele rørets lengde.

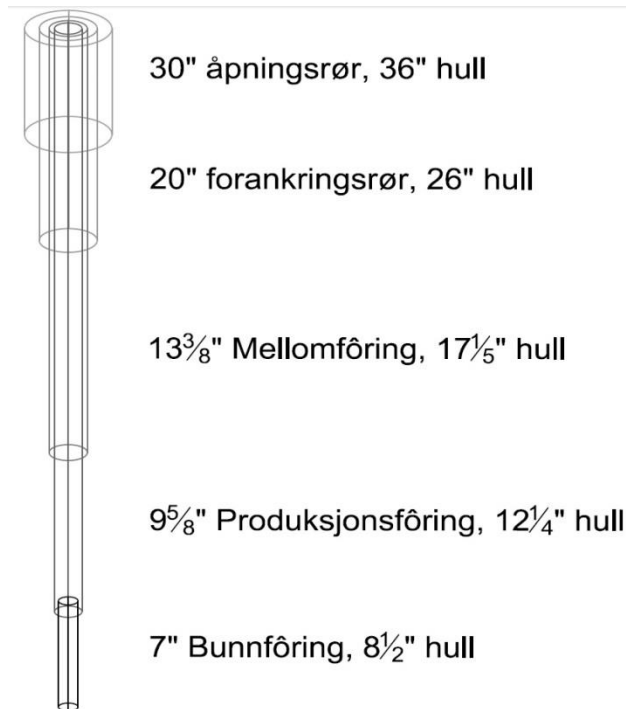
Fra faste installasjoner er det vanlig å slå åpningsrøret ned i havbunnen, eventuelt i kombinasjon med rotasjon. Røret slås ned med en viss lengde per slag. Når formasjonen begynner å bli hardere vil denne lengden reduseres. Det opereres med antall slag per meter, og når antall slag per meter begynner å øke, avsluttes arbeidet ved en gitt grense. Når godkjent dybde er nådd, kuttet fôringen av på dekk i riktig høyde for brønnhodet. Rør som bankes ned i havbunnen kan ikke sementeres, samtidig som de blir utsatt for relativt store påkjenninger under rammingen. Av den grunn sveises koblingene mellom de fôringsrørene.

Videre bores et hull med mindre diameter enn åpningsfôringen, ned gjennom åpningsfôringen, og videre nedover i formasjonen. Dette hullet må bores så dypt at det med sikkerhet treffes på en formasjon med nok styrke til å tåle trykket som kan oppstå ved boring av neste seksjon. Vanlig settedyp er fra 300 til 1200 meter. Fôringen som settes her kalles for forankringsrøret (eng.: surface casing), siden brønnehodet monteres på dette røret. Rør som settes inni dette røret igjen, henges av i brønnehodet. Det medfører i praksis at det er forankringsrøret som må bære vekten av de resterende fôringsrørene. I tillegg må det tåle vekten av BOP, som kan veie flere titalls tonn. Derfor er det viktig at forankringsrøret er godt fundamentert. For å sikre dette sementeres disse fôringene helt opp til havbunnen. Vanlig brukte dimensjoner på forankringsrør er 16,  $18^{5/8}$ , 20 og 24 tommer.

Neste fôring er mellomfôringen (eng.: intermediate casing). Målet med denne fôringen er å beskytte svakere formasjoner mot boreslam med stort hydrostatisk trykk, og hindre at brønnen raser sammen. I tillegg hindres løse formasjoner av sand, leire etc. å falle inn i brønnen. Skulle dette skje er det stor fare for at borestrengen fastkjøres. Formasjoner med lavt trykk vil isoleres, noe som gjør det mulig å benytte tyngre slam lengre ned i brønnen. I motsatt tilfelle vil formasjoner med høyt trykk også isoleres, slik at formasjoner lenger nede i brønnen kan skånes med hensyn på boreslammet. Mellômforingen henges av i brønnehodet og sementeres. Det er vanlig å sementere de fra bunnen og 200-300 meter inn i foregående rør. Lengden på røret varierer med behov og egenskapene til formasjonene på stedet. De vanligste dimensjonene er  $9^{5/8}$ ,  $10^{3/4}$ ,  $13^{3/8}$ , 14 og 16 tommer.

Produksjonsfôringen (eng.: production casing) henges også av i brønnehodet og monteres inni mellomfôringen igjen. Røret går helt ned til den produserende sonen, og kan være det siste fôringsrøret som settes. Grunnen til at det kalles produksjonsfôringen er at det skal huse produksjonsrøret. Denne fôringen sikrer at reservoaret beskyttes mot uønskede væsker og gasser (Jørgensen & Framnes, 1999).

Ved dype brønner, horisontale brønner eller flergrensbrønner benyttes ofte en bunnfôring (eng.: liner) i enden av produksjonsfôringen for å spare fôringsrør. Den penetrerer reservoaret og fungerer som et produksjonsrør. I motsetning til de andre foringsrørene, trekkes den ikke opp til brønnehodet, men henges av 200-300meter inn i forrige fôringsrør. Det er vanlig å sementere bunnfôringen i hele sin lengde.



Figur 10 Eksempel på fôringsrørprogram

Som nevnt henges mellomfôringen og produksjonsfôringen av i brønnehodet. Det vil si at hele rørets lengde, som kan være opptil flere tusen meter, holdes igjen i toppen. Det medfører store strekkrefter i øvre del av fôringen, størst nærmest brønnehodet. For å være sikker på at fôringsrørstrengen tåler strekkreftene den blir utsatt for grunnet egenvekt, må det fortas en kontroll. I API's system står det oppgitt hvor store strekkrefter de ulike dimensjonene og stålkalitetene kan utsettes for, før det er fare for varige deformasjoner. Vekten av røret per lengdemeter er gitt, men oppgitt i luft. I en brønn vil det være væsker som sørger for oppdrift, normalt boreslam.

$$T_f = L_{tvd} \times w_c \times S_f \times k \times \frac{g}{10} \quad , T_f \leq T_s \quad (3)$$

$$k = 1 - \frac{\rho_{fluid}}{\rho_{steel}} \quad (4)$$

Hvor:

$T_f = \text{Tensile forces casing [daN]}$

$T_s = \text{Tensile strength casing [daN]}$

$L_{tvd} = \text{Length casing, in true vertical depth [m]}$

$W_c = \text{Weigth casing [kg/m]}$

$S_f = \text{Saftey factor}$

$k = \text{buoyancy factor}$

$P_{steel} = 7.85 \text{ g/cm}^3$

Strekraften  $T_f$  må ikke overstige rørets tillatte strekkraft  $T_s$ . Det er også viktig å ta hensyn til at strekk i røret påvirker rørets motstandsevne mot kollaps. Økt strekk vil redusere kollapsmotstanden. Formelen under angir kollapsstyrke under strekk.

$$Y_{pa} = \left[ \sqrt{1 - 0.75 \left( \frac{S_a}{Y_p} \right)^2} - 0.5 \frac{S_a}{Y_p} \right] \times Y_p \quad (5)$$

Hvor:

$S_a = \text{Axial stress [Mpa]}$

$Y_p = \text{Minimum yield strength of casing [Mpa]}$

$Y_{pa} = \text{yield strength of axial stress equivalent grade [Mpa]}$

(Gabolde & Nguyen, 2006)

Når røret er hengt av i brønnhodet og sementert fast i brønnen, vil temperaturforandringer påvirke rørets lengde. De forskjellige væskene og gassene som befinner seg i røret vil påvirkes av temperaturen både på overflaten og i hullet. Som nevnt i geologikapittelet øker temperaturen mot jordens indre, og vil varme opp brønnvæskene. En roterende borkrone vil også skape varme som overføres til brønnvæskene. I øvre del av brønnen og ved overflaten vil det normalt skje en nedkjøling igjen. Ett opptil flere tusen meter langt sammenhengende fôringsrør vil skape store lengdeforandringer som følge av temperaturforandringer. Dette må tas hensyn til ved planleggingen.





## 10 Borestrengen

Med borestrengen menes alle deler mellom kraftsvivelen på boredekket og ned til borkronen. Borestrengen består av flere forskjellige typer rør. Felles for de alle er at de har som hovedoppgave å overføre en rotasjonskraft fra riggen til borkronen. En annen viktig oppgave er å være gjennomføringsvei for boreslammet som blant annet skal rense hullet under boring. Alle rør i strengen er derfor hule. I tillegg er det borestrengen som skal gi den nødvendige vekten på borkronen.

### 10.1 Borerør

Standard borerør utgjør den lengste delen av strengen. De er forholdsvis lette og fleksible (myke) rør. Utformingen og stålqualiteten gjør at de er lite motstandsdyktige mot kompresjon. Derfor plasseres de i den øvre delen av strengen, som kun utsettes for strekk. Et borerør består av et ensartet rørstykke med påsveisede gjengestykker i hver ende. Normalt brukes rør med en ytre diameter på mellom  $2\frac{2}{3}$  og  $6\frac{5}{8}$  tommer. I lange horisontale brønner vil påkjenningene på borerørene være størst, og derfor anvendes de største rørdiameterne i slike tilfeller. Innsiden av borerørene er plastbelagt for å hindre korrosive effekter av boreslammet. Nesten alle rør som brukes i oljeindustrien er produsert etter API's (American Petroleum Institute) retningslinjer. Retningslinjene angir hovedsakelig utforming på rør og koblinger, og hvilken stålqualitet de består av. Stålqualiteten oppgis i stålets minste flytegrense i 1000psi. De vanligste lengdene på borerør er 27-30fot og 38-45fot.



Boks

Figur 10.1 Borerør

Pinne

Borerør utsettes for store krefter og stor slitasje, spesielt når de er i kontakt med brønnveggen. Slitasje vil føre til redusert veggtykkelse som medfører at røret svekkes slik at styrkeegenskapene reduseres. Når borestrengen hentes opp igjen er det derfor viktig at hvert borerør kontrolleres for slitasje, og nedgraderes hvis nødvendig. Slitasje kan inntre relativt raskt etter røret er tatt i bruk. Skulle det oppstå brudd i et rør, og resten av strengen faller ned i brønnen, vil det være en fordyrende og tidkrevende prosess.

Gjengepartiene på borerørene fremstår som en fortykkelse i forhold resten av strengen. De må ha en større ytre diameter for å opprettholde den nødvendige styrken, og ikke fremstå som et svakhetsledd i forhold til resten av strengen. At den ytre diameteren er større her fører til at bøyestivheten også er større i gjengepartiene. Det medfører at rørbiten som grenser til gjengepartiet vil bli utsatt for større bøyemomenter enn resten av røret, og dermed slites raskere. For å motvirke dette er røret forsterket med økt godstykkelse i dette partiet. Godstykkelsen kan være påført både på innsiden og/eller utsiden av røret.

Gjengeforbindelsens ytre er angrepsflate for riggtenger og rørkoblingmaskiner. Et stort moment vil bli overført gjennom disse partiene ved fra- og sammenskruing. I tillegg er disse partiene ekstra eksponert i brønnen grunnet den økte diameteren i forhold til resten av strengen. Yttersiden av disse gjengepartiene er derfor forsterket med hardmetallet wolframkarbid. Dette fordobler levetiden til koblingene (Jørgensen & Framnes, 1999).

Som nevnt pumpes boreslammet ned til borkronen gjennom borestrengen, med høyt trykk.

Derfor er det viktig at strengen fungerer som et trykktett system. Selve borerøret er en sammensveiset del, og derfor er det rørsammenkoblingene som er det svake ledd i forhold til lekkasjer. For å holde tett fungerer gjengestykkenes «skuldre» som trykktette pakninger når de er skrudd sammen. Det er viktig at rørene skrues sammen med stort nok moment for at tetningen skal fungere. For ikke å forstrekke gjengene er det viktig at momentet heller ikke blir for stort. Etter hvert som et rør nedgraderes må tiltrekkingsmomentet reduseres.

Det største røret, som er  $6\frac{5}{8}$ " , skal skrues til med et moment på 88 090Nm når det er å anse som nytt. Til sammenligning skal det samme røret skrues til med et moment på 61 300Nm når det er blitt nedgradert til siste bruksklasse, klasse 2. Fra nytt, som vil si klasse 1, nedgraderes røret først til premium klasse, så til klasse 2. Siste nedgradering er klasse 3, hvor røret skal tas ut av produksjon. Kriteriene for nedgraderingen går på ytre og indre egenskaper.

Ytre:

- Reduksjon i rørets veggdiameter
- Bulker og sammenpressinger
- Skader i forbindelse med slipset, sammenpressing og kutt
- Strekkinduserte diametervariasjoner

- Korrosjonsskader
- Sprekker

Indre:

- Slitasje som følge av korrosjon
- Eroderende slitasjer
- sprekker

Toleransegrensene for de forskjellige klassene går i hovedsak på gjenstående diameter eller tykkelse i forhold til opprinnelig diameter, målt i prosent. Når et borerør nedgraderes må det merkes slik at det er enkelt synlig. For eksempel skal et klasse 2 rør merkes med gule bånd, og to merker. Klasse 3 rør skal ha oransje bånd og 3 merker (Gabolde & Nguyen, 2006).

## **10.2 Tunge borerør**

En borestreng skal ha strekk i toppen og trykk mot borkronen, både på grunn av rørenes egenskaper og for at boringen skal være effektiv. Som nevnt skal «standard» borerør kun påføres strekkrefter i lengderetningen. For at strengen skal ende opp med å gi vekt på borkronen må andre type rør brukes nedover. Etter borerørene er det vanlig å ha en gradvis overgang til vektrørene som brukes før borkronen. Overgangen består av en seksjon med det som kalles tunge borerør. Tunge borerør er stivere, tyngre og sterkere enn de øvrige borerørene, og har lengre koblinger. Disse skal normalt også være i strekk under boring.

## **10.3 Vektrør**

For å oppnå vekt på borkronen brukes det vektrør i siste del av strengen. Dette er tunge rør som har større ytre diameter og tykkere vegger. Disse tåler kompresjon, og vekten på borkronen kan justeres med antall vektrør etter hverandre. Vektrør kommer i forskjellige størrelser og vekter. Ytterflaten er normalt glatt eller spiralfrest. Ved å spiralfrese rørene reduseres friksjonsmotstanden mot brønnveggen, noe som reduserer faren for fastkjøring. I motsetning til borerør, har ikke koblingene større diameter enn resten av røret, siden selve røret er tykkere. Pinne og boks kan freses direkte i røret grunnet den store rørdiameteren. Gjengeforbindelsene er normalt større enn hos borerørene, siden de utsettes for større krefter. Vektrør er mer utsatt for bøyemomenter siden de er i kompresjon, og det er normalt gjengeforbindelsene som får hardest medfart grunnet redusert veggtykkelse. For at

spenningene ikke skal konsentreres i dette partiet, skjæres det ut spenningsavlastende spor.

Utmatting i koblingene er den hyppigste skaden på vektrør.

Når borerør og andre deler skjøtes på strengen er det viktig å loggføre lengder og indre og ytre diameter på det som blir påkoblet. Blant annet for å vite nøyaktig hvor lang borestrengen er, og ulike volumer det skal beregnes med (Jørgensen & Framnes, 1999).

## 11 BHA

BHA står for «Bottom Hole Assembly», og er betegnelsen som brukes om nedre del av borestrengen. Nedre del av strengen vil i praksis si alle deler som er plassert under de tunge borerørene. Sammensetningen av BHA utformes etter behov, men hoveddelen av BHA vil bestå av vektrør.

### 11.1 Slagrør

Slagrør (eng.: jar) monteres på strengen for å ha en mulighet til og løsne borestrengen ved fastkjøring. Ved å utløse et slag eller en sjokkbevegelse vil slagrøret kunne slå løs strengen. Det er en sylindereformet innretning som kobles i strengen på sammen måten som et borerør. For at slagrøret skal fungere må det være montert over/bak det punktet som setter seg fast. Av den grunn er det normalt montert i øvre del av BHA, helst med et par seksjoner vektrør over for å maksimere effekten av slaget. Slagrørene har til oppgave å løsne en fastkjørt borestreng, men samtidig utsetter hvert slag strengen for store påkjenninger. Overbelastning kan føre til skader på strengen. Av den grunn er det normalt å begynne med moderat styrke på slagene for å prøve å løsne strengen. For å løsne strengen er det vanlig å bruke slag som virker oppover, men i enkelte sammenhenger vil det være hensiktsmessig å kunne slå nedover. Av den grunn eksisterer det slagrør som kan slå begge veier.

Det brukes mekaniske og hydrauliske slagrør, eller en kombinasjon av disse. Hydrauliske slagrør fungerer på den måten at et stempel beveger seg gjennom en trang sylinder i et lukket hydraulisk system. Ved å komprimere strengen ved hjelp av egenvekt, vil stempelet presses til bunnen i sylindere. For å utløse slaget strekkes strengen. Stempelet vil innledningsvis holdes igjen av væsken og den trange sylindere. Ved at sylindere utvides, eller en ventil åpnes, tillates væsken i sylindere å strøme rundt stempelet. Stempelet vil da akselerere. I toppen av sylindere treffer stempelet en anslagsflate, og det skapes vibrasjoner i strengen. Hydrauliske slagrør har den fordelen at kraften på slaget kan bestemmes når de står i brønnen, ved hjelp av strekkraften som tilføres slagrøret når det utløses. Med andre ord bestemmes slagkraften etter hvor stor strekkraft det påføres strengen via heisespillet.

Mekaniske slagrør har en annen funksjonsmåte. De baserer slaget sitt på friksjon. Når strengen utsettes for strekk vil to friksjonsflater holde igjen mot hverandre. Tilføres det en

kraft som overgår friksjonen, vil flatene frigjøres. Den øvre delen vil akselerere og treffe en anleggsflate, slik at et slag oppstår. Ved å senke strengen aktiveres slagrøret igjen. På noen typer mekaniske slagrør kan slagkraften justeres mens det står i brønnen, men de fleste må forhåndsinnstilles på overflaten.

For at slaget skal ha en effekt må alle slagrør ha en sammentrekkbar innretning over seg, slik at kraften av slaget ikke forsvinner oppover i strengen. Siden det ofte opereres med store lengder på en borestreng, vil strengen i seg selv kunne være fleksibel nok til å hindre dette til en viss grad. Strengen vil fungere som en langstrakt fjær. Dette krever at det ikke er for stor friksjon mellom strengen og hullveggen, slik at den hindres i å fjære. For å maksimere effekten av slagene, og sikre at kraften ikke brukes til å danne kompresjonsspenninger i strengen over, kan det brukes en akselerator over slagrøret. En akselerator består av en fjærmekanisme som strekkes når borestrengen strekkes, og komprimeres hurtig når slagrøret slår. Den sørger for at hoveddelen av slagkraften overføres til nedre del av borestrengen, hvor det er behov. I tillegg sparer den øvre del av borestrengen for påkjenninger som følge av slag. For å vise effekten av en akselerator kan formelen for kinetisk energi brukes:

$$E = \frac{1}{2}mv^2 \quad (6)$$

Hvor:

E = energi

m = masse

v = hastighet

Ut i fra ligningen sees det at energien økes med kvadratet av hastigheten. Med andre ord gir økt hastighet betraktelig større energi. Akseleratoren sørger for økt hastighet. Som det fremgår av ligningen spiller også massen inn. Massen vil i hovedsak bestå av vektrørene mellom slagrøret og akseleratoren. Likevel vil ikke energien nødvendigvis økes ved kun å bruke flere borerør, da dette vil redusere hastigheten (Jørgensen, 1998).

## 11.2 Sjokkdemper

Under boring skapes det intense vibrasjoner, spesielt hvis det bores i harde formasjoner. Disse vibrasjonene kan forårsake både vertikale, laterale og torsjonale svingninger med store amplituder. Borestrengen i seg selv har en egensvingning, og hvis vibrasjonene fra borkronen genererer svingninger som resonerer med egensvingningen, vil vibrasjonene forsterkes kraftig. Det kan føre til store skader på BHA, som kan bestå av flere avanserte instrumenter og installasjoner som ikke bør utsettes for større påkjenninger enn nødvendig.

Siden borestrengen blir relativt fleksibel over store lengder, vil ikke disse vibrasjonene merkes i særlig grad oppe på boredekk. For å redusere vibrasjonene og hindre resonans mellom borestrengen og borkronens svingninger, kan det installeres en sjokkdemper. Sjokkdemperen demper vibrasjonene ved hjelp av en fjær eller et kompressibelt materiale. For å hindre at vibrasjonene når skjøre deler av BHA bør sjokkdemperen installeres nær borkronen (Jørgensen & Framnes, 1999).

## 11.3 Stabilisatorer

En stabilisator er en innretning som kobles i borestrengen for å sentrere strengen i brønnen og hindre fastkjøring. I tillegg kan de brukes i forbindelse med retningsboring. Selve stabilisatoren består av en sylinder med påmonterte blader på utsiden som skal være i kontakt med hullveggen. Bladene har en viss avstand fra hverandre for å tillate boreslammet å strømme forbi. I tilnærmet horisontale hull må det brukes stabilisatorer for hindre at borestrengen legger seg mot nedre del av hullveggen. Det vil kunne føre til at borkronen danner en vinkel mot formasjonen, og dermed endrer retning. Samtidig vil en borestreng som ligger an mot hullveggen skape friksjon som trekker krefter og sliter på selve borerøret/vekrøret. Ved å installere stabilisatorer med jevne mellomrom i nedre del av strengen holdes strengen stiv og retningen stabil.

Stabilisatorer kan og brukes aktivt for å endre retning på brønnbanen ved tradisjonell boring. Monteres det en stabilisator like bak borkronen, samtidig som de nærmeste vektrørene henger fritt, vil det føre til vinkeloppbygging. Hvis første stabilisator er montert noen rørlengder bak borkronen vil det ha en vinkelreduserende effekt. Stabilisatorene kommer i ulike størrelser og modeller, alt etter hvilken dimensjon det er på brønnen og hvilken funksjon som skal oppfylles (Jørgensen & Framnes, 1999).



*Figur 11.3 Stabilisatorer*

### **11.4 Rullerømmere**

Rullerømmere (eng.: reamers) har til oppgave å rense og glatte over hullveggen etter borkronen, samt sikre en tilstrekkelig diameter. De kan minne litt om stabilisatorer i utførelse, bare at bladene er erstattet med kuttelementer. Kutteelementene er montert på vertikale akslinger rundt kjernen, som gjør at de roterer rundt sin egen akse og dermed skaper en bedre kutteevne. Skulle kuttelementene bli slitt, eller det trengs andre typer elementer grunnet formasjonsendringer, kan de skiftes ut. Hvor den plasseres i strengen kommer an hvilken funksjon den skal oppfylle. Hvis meningen er å sikre en viss hull diameter, monteres den rett bak borkronen. Skal ujevnheter i brønnveggen fjernes, plasseres den to eller tre vektrør over borkronen. Hvis det blir for mye vekt under rullerømmere kan det risikeres at strengen skrur seg selv av ved hjelp av sin egen rotasjonskraft hvis rullerømmere plutselig skulle kile seg fast (Jørgensen & Framnes, 1999).

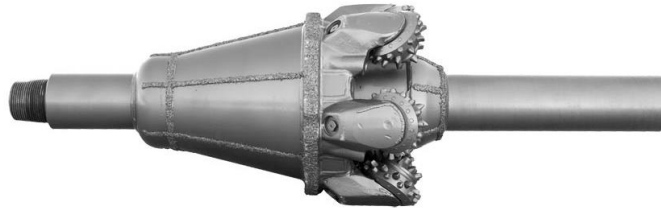


*Figur 11.4 Rullerømmer*



## 11.5 Hullåpner

En hullåpner (eng.: rock reamer) består av en vektrørstuss med påmonterte rullekroner rundt. Den kan monteres like bak borkronen for å utvide hullet, eller brukes alene i et forboret hull. Antall rullekroner er normalt 3 eller fler. Ved behov kan rullekronene skiftes ut. En hullåpner foretrekkes normalt fremfor en underrømmer der det er mulig, på grunn av at den er mer solid.



*Figur 11.5 Hullåpner*

## 11.6 Underrømmer

Underrømmer (eng.: underreamer) har samme funksjon som en hullåpner, men brukes når det er behov for å bore et hull med større diameter under en seksjon med mindre diameter. Altså å bore et hull med større diameter enn det er mulig å senke utstyr til gjennom de øvrige delene av hullet. For eksempel boring av et 17<sup>1/2</sup> tommers hull under et 16 tommers fôringsrør.

Underrømmeren består av et rør med hengslede armer med påmonterte rullekroner. Armene med rullekronene befinner seg inne i rørstussen på vei ned, slik at diameteren på røret er konstant. Når ønsket dybde er nådd, kjøres trykket på boreslammet opp, slik at armene blir hydraulisk presset ut mot hullveggen. Ved å rotere borestrengen uten å tilføre vekt, vil rullekronene bore seg inn i hullveggen til armene er fullt utfoldet. Så tilføres vekt for å begynne boringen. Sammenlignet med de øvrige delene i borestrengen er rullekronene på underrømmeren forholdsvis små, og tåler derfor ikke å bli utsatt for like store påkjenninger som resten av bunnhullseksjonen. Derfor bør vekten som brukes være moderat for å unngå skader.



*Figur 11.6 Underrømmer*

## 11.7 Float valve

Ved boring er det alltid en viss fare for et «kick». For å hindre at kick skal kunne nå overflaten gjennom borestrengen er det vanlig å installere enveis-ventiler i strengen. Dette er spesielt viktig hvis det bores i underbalanse (se kap 15.1). Enveis-ventiler tillater strømning ned gjennom borestrengen, men lukkes hvis de blir tilført trykk fra undersiden. Når boremotoren er frakoblet, som for eksempel ved av- og påkobling av nye borerør, er forbindelsen med slampumpene brutt, og det er ingen barriere mot oppstrømning gjennom borestrengen. En enveisventil vil da hindre innvendig utblåsning. Hvor ventilene plasseres i strengen og hvor mange, kommer an på BHA sammensetningen og sikkerhetspolitikken til operatørselskapet. Det er normalt å ha minst en dobbelventil nær borkronen og en rett over BHA for å øke sikkerheten. Ved underbalansert boring er det en fordel med en slik ventil i toppen av borestrengen. En ventil her vil fungere som en ekstra sikkerhet, samtidig som den gjør det raskere å blø av trykket ved borerørskoblinger (Society of Petroleum Engineers, 2012).

## 11.8 MWD/LWD

MWD/LWD står for Measuring-/Logging While Drilling. Å bore et hull flere tusen meter ned under havbunnen og treffe et gitt punkt med hensyn på dybde og posisjon i horisontalplanet er en utfordring. For å få kunnskap om hvordan brønnbanen går, samt andre forhold i brønnen, må det utføres målinger. Tradisjonelt har det blitt brukt noe som kalles for «wireline logging». Det vil si å føre måleinstrumenter på en vaier ned i brønnen for å sjekke blant annet dybde, vinkel, temperatur, trykk, formasjonstyper, permeabilitet osv. Resultatene logges og kan hentes ut når utstyret når overflaten igjen. Ulempen med wireline logging er at før det kan gjennomføres må hele borestrengen trekkes ut, og blir vinkelen for stor i brønnen vil ikke utstyret kunne nå bunnen. I tillegg kreves det en del utstyr som må monteres på brønnehodet/BOP før det kan gjennomføres. (Jørgensen & Framnes, 1999).

I senere tid har MWD i stor grad tatt over for wireline logging i forbindelse med boreprosessen. MWD-utstyr monteres som en del av BHA. Den store fordelen med MWD er at målinger kan utføres mens boring pågår, og informasjonen sendes til overflaten uten det er behov for å hente ut hele borestrengen. Det gjør boreoperasjonen mer effektiv siden det tar tid å hente ut borestrengen for å gjøre målinger. I brønner med vinkelendringer, bedre

kjent som retningsboring, er MWD tilnærmet en nødvendighet for å vite hvor borkronen befinner seg. (Rigzone).

Den viktigste jobben til MWD er å måle hullvinkel og retning for å kunne angi posisjon. For å måle hullvinkelen brukes et akselerometer. Det er en innretning som bruker tyngdekraftens påvirkning for å bestemme vinkelen i forhold til et gitt plan. Posisjonen i horisontalplanet bestemmes ved hjelp av et magnetometer. Magnetometeret bruker det magnetiske feltet på jorden til å fastsette en posisjon. Ved å kombinere data fra disse instrumentene kan hullretningen i det 3-dimensjonale planet regnes ut. I tillegg brukes ofte MWD til å måle andre forhold som er viktig å ha kontroll på under boring, som trykk og temperatur (Jørgensen & Framnes, 1999).

Dataene som MWD måler kan sendes til overflaten på flere forskjellige måter. Ved hjelp av impulser gjennom boreslammet kan informasjonen sendes til overflaten og mottas av trykkløpere. Impulsene genereres ved hjelp ventiler i borestrengen som lukker og åpner raskt. Det vil skape en trykkøkning eller trykkreduksjon, som igjen vil skape en trykkbølge. Ved å bruke forskjellige kombinasjoner og størrelser på impulsene kan flere typer informasjon sendes. For at dette systemet skal fungere er det en forutsetning om at boreslammet ikke inneholder nevneverdige mengder gass. Væske er i motsetning til gass, tilnærmet inkompressibelt. Skulle det befinne seg gass i boreslammet vil gasslommene komprimeres og utvides ved trykkforskjeller, som gjør at impulssignalene forstyrres på vei til overflaten. Med andre ord kan ikke denne metoden brukes til underbalansert boring, siden det fører til gassholdig væske (Rigzone).

Trykkimpulser er den vanligste metoden å sende informasjon fra BHA på, men fungerer ikke under alle forhold. En annen type som kan brukes er elektromagnetisk telemetri. Denne metoden går ut på å sende elektriske signaler gjennom borerørene. Begrensningen til denne måten å sende informasjon på, er dybden. Over lengre strekk kan borerøret jordes så mye at signalene tapes. Jordingen er formasjonsavhengig siden enkelte formasjoner jorder bedre enn andre.

LWD utfører målinger som blir loggført i loggeverktøyet. Dataene fra LWD-utstyr kan bare hentes ut når loggeutstyret når overflaten igjen. Av den grunn måler LWD i utgangspunktet forhold som ikke er nødvendig å vite i sanntid under boreprosessen, som for eksempel

porøsitet, tetthet, gamma og resistivitet. Grunnen til at LWD målinger normalt ikke sendes til overflaten direkte er kapasiteten på informasjonsforbindelsen.

### **11.9 Ikke-magnetiske vektør**

Vanlige vektør vil kunne forstyrre MWD målinger som benytter magnometri, som for eksempel magnetometeret. Magnetometeret gir signaler om posisjonen til borkronen, og det er ønskelig at målingene skal være så nøyaktig som mulig. Derfor byttes vektørene nærmest MWD ut med ikke-magnetiske vektør. Nøyaktig hvor de plasseres avhenger av det magnetiske feltets innfallsvinkel i forhold til brønnprofilen. Derfor blir vinkelretningen, hullvinkelen og breddegraden det bores på, avgjørende for plasseringen av de ikke-magnetiske vektørene. Disse vektørene har den samme utførelsen som vanlige vektør, men er laget av monellmetall eller umagnetisk stål (Jørgensen & Framnes, 1999).

## 12 Borkroner

Hovedoppgaven til en borkrone er å levere nok energi til at formasjonen brytes ned, og male kakset opp til transportabel størrelse. Faktorene som er viktigst ved valg av borkrone er borehastighet og levetid. Borehastigheten avhenger av hvor effektivt formasjonen kuttes og borkakset fjernes. I dag brukes hovedsakelig 3 typer forskjellige borkroner:

- Borkrone med rullende konuser
- Diamantborkroner
- PDC-borkroner (syntetiske diamanter)

### 12.1 Borkrone med rullende konuser

De fleste borkroner med rullende konuser (eng.: rock bit) har i dag 3 konuser, altså «tripods». Rullende konuser knuser formasjonen ved å skape et konsentrert trykk. Tidligere var det vanlig med 2 konuser, men med 3 konuser er det også 3 lagre, slik at belastningen på hvert lager reduseres og levetiden økes. Kontaktflaten mot hullveggen økes også ved å bruke 3 konuser, noe som gir bedre retningsstyring under boringen. Det er viktig at vinkelen på konusen i forhold til brønnveggen er riktig, for å oppnå maksimal utnyttelse av konusene. Hvis vinkelen er for høy/lav vil kontaktflaten reduseres og slitasjen på tennene vil konsentreres til kontaktområdet og gi ujevn slitasje.

Borkroner med rullende konuser brukes normalt i mykere formasjoner. I de mykeste formasjonene brukes borkroner med freste tenner. De har en relativt lav hardhet, og slites raskt ned ved bruk i hardere formasjoner. Til hardere formasjoner brukes konuser med tenner som er laget av hardmetallet wolframkarbid, samme metallet som legges utenpå gjengeforbindelsene på borerør for å redusere slitasje. Ved å bruke tenner av wolframkarbid økes borehastigheten og levetiden forlenges. Begge viktige faktorer med hensyn på økonomi.

For å optimere tannrensing og kunne øke tannhøyden er de tre konusene plassert hensiktsmessig i forhold til hverandre, såkalt «interfit». De er plassert slik at tennene på den ene konusen treffer mellom tennene på de to andre, og omvendt. Det skaper en mekanisk rensing, samt at tennene kan være lengre. Lengre tenner og bedre rensing vil bety økt borehastighet og levetid. På en av konusene er det montert en spydspiss i tuppen. Den har

til oppgave å forhindre at det bygges opp en kjerne i sentrum mellom de tre roterende konusene. I bløte til middels harde formasjoner er det fordelaktig å ha en skrapeeffekt for å oppnå høyere borehastighet. Det oppnås ved å utforme konusene med to anleggsflater. Det fører til en hastighetsforskjell mellom konusene, og dermed en skrapeeffekt. Ved hardere formasjoner brukes normalt konuser med kun en anleggsflate. Flere anleggsflater i harde formasjoner vil øke slitasjen på tennene betraktelig. En slik skrapeeffekt kan også oppnås ved å utforme borkronen slik at senterlinjene på konusene fra lagrene og inn mot sentrum ikke krysser hverandre, såkalt «offset senteravvik». Dette gjøres ved å vinkle lagerpinnen fra sentrumslinjen (Jørgensen & Framnes, 1999).



*Figur 12.1 Borkrone med rullende konuser*

I selve kronen er det åpningsmunninger hvor boreslammet skal passere. Åpningene er relativt små med en størrelse på 6-32/32 tommer. I kombinasjon med høyt trykk på boreslammet vil det skape en høyhastighets jetstråle ut av munnstykket, som renser hullet og tennene på bittet for kaks. I enkelte formasjoner må væsken opp i en hastighet på over 70m/s for å ha en tilstrekkelig renseeffekt (Schlumberger).

## **12.2 Diamantborekroner**

Diamantborekroner bruker naturlige diamanter som kuttemateriale. De festes i et hode av stål. Siden naturlige diamanter ikke kan bindes til andre materialer holdes de på plass ved hjelp av innkapsling. Diamantborekroner brukes normalt i harde formasjoner med abrasive egenskaper som raskt ville slitt ned borkroner av stål. Siden diamant er et meget hardt materiale vil levetiden til en diamantborkrone være betraktelig lengre i slike formasjoner

enn andre typer borkroner. Bakdelen med diamantborkroner er at selve diamantene er relativt små av størrelse. Det vil føre til redusert borehastighet. For å oppnå en tilfredsstillende ROP må de roteres med høy hastighet. Måten de penetrerer formasjonen på er at de bryter forbindelsen mellom bergkornene ved hjelp av en skjærende og «pløyende» bevegelse. Dette maler opp formasjonen og det skapes finkornet kaks.



*Figur 12.2 Diamantborkrone*

Diamantborkronene er forgjengeren til PDC-borkronene, som har erstattet bruken av diamant på de fleste områder i forbindelse med brønnboring. I enkelte formasjonstyper brukes diamantborkroner fortsatt (Society of Petroleum Engineers, 2012).

### **12.3 PDC-Borkroner**

PDC står for «Polycrystalline Diamond Compact». PDC-bits bruker syntetiske diamanter til å kutte formasjonen. I motsetning til naturlige diamanter, er syntetiske diamanter relativt billig og kan lages i større og formbare enheter. I tillegg har de den egenskapen at de kan bindes med annet materiale, som fører til at de lettere holdes på plass og borkronen kan utformes for optimal ROP.

Selve kroppen som de syntetiske diamanter festes på, består enten av en «matrix-body» eller «steel-body». Matrix er et heterogent, hardt komposittmateriale som kombinerer wolframkarbid med mykere metall. Det gjør at kroppen har egenskaper som motstår slitasje og erosjon gjennom sliping, samtidig som det tåler stor vekt. Bakdelen med matrix er lav motstandsevne mot slag. Et «steel-body bit» er laget av et mykere stål med en mer homogen sammensetning. Det fører til at et slikt bitt tåler slag bedre, og ved skade er det lettere å reparere. Samtidig vil denne typen borkrone være mer utsatt for slitasje og erosjon

gjennom sliping, og kan ikke utsettes for like store laster. Egenskapene til de to typene vil utfylle hverandre, og hvilket som skal brukes må bestemmes på bakgrunn av formasjonstype.



*Figur 12.3 PDC-borkrone*

Selve tennene, eller kuttelementene, på en PDC-borkrone består av to deler. Den syntetiske diamanten er formet som en tynn plate med en tykkelse på ca. 2-4mm. Platen monteres på en plugg av wolframkarbid som er innsatt i selve kroppen. Denne konstruksjonen fører til at diamantene skjærer seg gjennom formasjonen på en effektiv måte. Borkronen er ikke avhengig av høy WOB for å opprettholde en tilfredsstillende ROP, samtidig som den er relativt enkel å styre. Dette gjør at en PDC-borkrone egner seg til retningsboring, siden det er vanskeligere å oppnå høy WOB i høyavviksbrønner (Society of Petroleum Engineers, 2012).

## **12.4 Valg av borkrone**

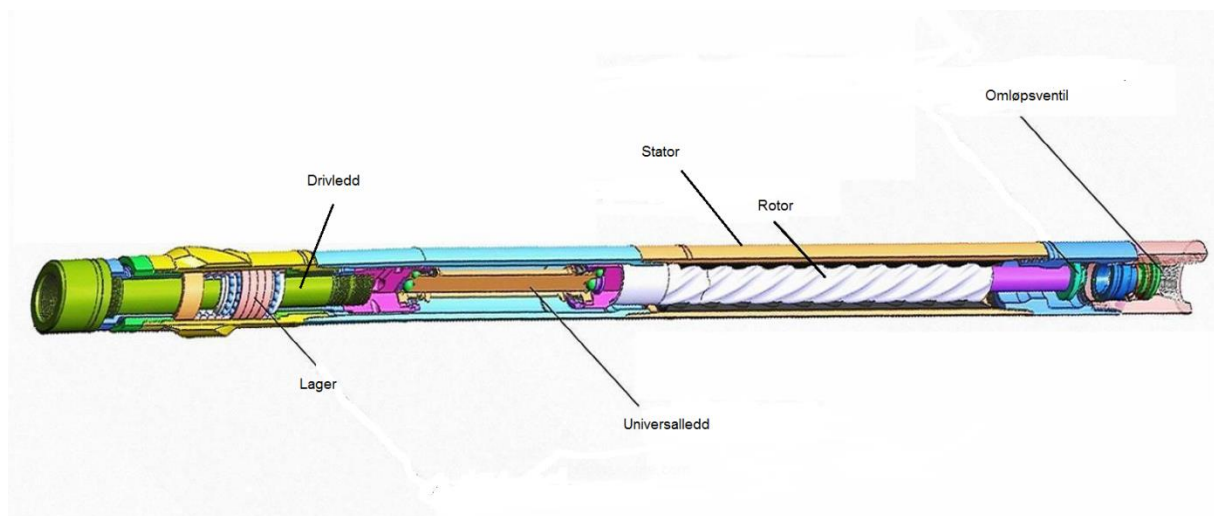
Borkroner med rullende konuser brukes når det bores i mykere formasjoner, gjerne i de øvre delene av brønnen hvor konsolideringsgraden er lav. I de mykeste formasjonene brukes konuser med lange tenner, stor avstand mellom hver tann og en viss offset for å gi en skrapende effekt. Etter hvert som formasjonene blir hardere bør tannlengden, avstanden og offset, reduseres.

I harde formasjoner som er dannet under høyt trykk, og er utsatt for stor overlaging, vil PDC- og diamantborkroner være fornuftig å bruke. Bruk av rullende konuser i slike formasjoner vil være lite effektivt og de vil slites raskt ned. Diamantborkroner opererer med forskjellige tetthet på tennene. Jo hardere formasjonen blir, jo tettere bør tennene være plassert.



## 13 PDM

I senere tid har det blitt vanligere å bruke slammotor til å drive borkronen. En slammotor (eng.: PDM – Positive displacement motor) roterer ved hjelp av borevæsken. Med andre ord drives motoren indirekte av slampumpene. Den gjør hydraulisk kraft om til mekanisk. En borevæskemotor består hovedsakelig av en omløpsventil, et drivledd, et universalledd, rotor og stator.



*Figur 13a Borevæskemotor*

**Omløpsventilen** (eng.: By pass valve) er plassert over motorseksjonen og gjør det mulig for borevæske å passere utenom motorseksjonen. Den tillater at strengen kan fylles eller dreneres ved inn og utkjøring i brønnen, uten at borkronen roteres. I tillegg muliggjør den at borerør som skal kobles av på dekk kan dreneres. Selve ventilen styres ved hjelp av en fjær og væskestrømmen. Når strømningsraten er lav vil fjæra holde ventilen åpen, slik at væska kan passere gjennom rotoren ned til bittet, utenom motorseksjonen. Ved en viss hastighet på væska, normalt rundt 30 % av maks sirkulasjonshastighet, vil fjæra og presses sammen og ventilen stenges. Væska tvinges da gjennom motorseksjonen og skaper rotasjon.

**Drivleddet** er en aksling som står for kraftoverføringen mellom rotoren og borkronen. Drivleddet bæres av et kraftig lager som tåler store påkjenninger. Drivleddet er, i likhet med rotoren, hul. Det meste av væskestrømmen passerer gjennom drivleddet, men en liten del føres på utsiden for å kjøle og smøre lageret.

**Universalledet** er forbindelsen mellom rotoren og drivleddet. Det tillater vinkel mellom de to delene. Det er hensiktsmessig ved retningsboring og fordi rotoren ikke har en helt sentrisk bevegelse i forhold til statoren.

Kraften motoren gir er et uttrykk for momentet og rotasjonshastigheten den produserer. De to faktorene har en direkte sammenheng med pumpetrykk og pumpemengde.

Rotasjonshastigheten er proporsjonal med væskestrømmen. Dobles væskemengden dobles også rotasjonshastigheten, innenfor visse grenser. Momentet motoren gir ut er proporsjonalt med trykktapet over motoren.

$$\frac{N_2}{N_1} = \frac{Q_2}{Q_1} \qquad \frac{T_2}{T_1} = \frac{dP_2}{dP_1} \qquad (7,8)$$

Rpm and flowrate

Torque and pressure loss

Hvor:

N= rpm

T= Torque (daNm)

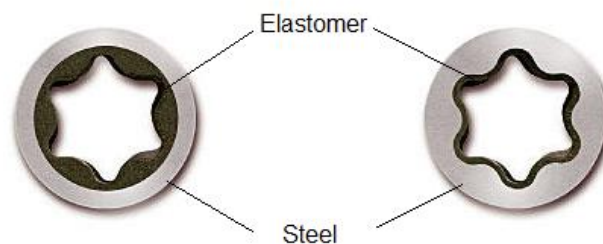
Q= flowrate (l/min)

dP= Hydrostatic diferential pressure

Komponentene i slammotoren som får den til å rotere ved hjelp av borevæsken er **rotoren og statoren**. Statoren er en hul sylindrisk del som har ett spiralformet indre. Selve sylindren er laget av stål, mens spiralene, eller sløyfene som de blir kalt (eng.: lobes), er laget av et elastisk materiale. Rotoren er plassert inni statoren. Den er laget av stål og er også spiralformet. Antall spiraler på rotoren er færre enn på statoren. Det er det som gjør at den roterer ved væskegjennomstrømning. Siden rotoren har færre spiraler, dannes det flere lukkede spiralformede væskekammer mellom rotor og stator. Når væsketrykket er høyere før motoren enn etter, tvinges rotoren til å rotere for at væsken skal kunne passere.

Momentet som produseres er proporsjonalt med volumet av væskekamrene ved et gitt trykktap. Det vil si at en lengre motor produserer større moment. Flere spiraler vil ha samme effekt, men samtidig føre til at rotasjonshastigheten reduseres. Lengre motorer er gunstig med hensyn på moment, men motoren er en relativt stiv del, og lange motorer vil redusere håndterbarheten både på dekk og i forhold til vinkeloppbyggingen i en brønn (Jørgensen & Framnes, Boreteknologi, 1999).

Den elastiske delen av statoren er normalt den delen som danner spiralformen, mens stålet er kun en hylse med en rund innvendig overflate. For at rotorene skal kunne rotere, må de elastiske spiralene i statoren gi litt etter. For at rotasjonen skal opprettholdes under motstanden fra borkronen må det tilføres et visst trykk i borevæsken. Når motstanden blir så stor at trykket må økes over motorens evne for å holde rotasjonen i gang, vil den elastiske spiralformede delen i statoren gi etter. Væsken vil passere til neste kammer ved at spiralene i statorene presses sammen, uten å tilføre rotoren mer krefter. Det kalles for lekkasje, og angir slammotorens maksimale kraft. Når det skjer vil hastigheten på borkronen reduseres inntil den til slutt stopper. For å hindre stans må det elastiske materialet være hardt nok til at det ikke lar seg deformere av de hydrauliske kreftene. Likevel må det inneha en viss fleksibilitet for å kunne tette mot rotoren. For å hindre lekkasje og dermed øke kraften, kan derfor tykkelsen til den elastiske spiralen reduseres. I stedet for at det elastiske materialet skal danne spiralformen, spiralfreses heller stålet inne i statoren. Så legges det på et tynnere lag med elastisk materiale med kontinuerlig tykkelse i den allerede spiralformede hylsen. Det vil føre til at den elastiske delen ikke gir etter like raskt, og motoren kan utsettes for større trykk før lekkasje oppstår. Det gjør at samme kraft kan oppnås med en kortere og mer håndterlig motor.



*Figur 13b Tradisjonell stator (t.v), stator med redusert tykkelse på elastisk materiale (t.h)*

Borevæskemotorer har vist seg å være pålitelige og stabile, samtidig som de sparer både borerør og fôringsrør for rotasjonsslitasje. Likevel har boremotoren noen negative sider. Virkningsgraden med hensyn på omdannelsen fra hydraulisk til mekanisk kraft er ikke optimal. Grunnen til det er at det alltid vil være lekkasje og andre elementer som tar opp energi. Motoren slites også over tid. Økt væskestrømning vil som nevnt gi en raskere rotasjon, men det fører også til at rotoren vil tære mer på den elastiske delen av statoren

ved at det oppstår mer friksjon og varme. Varmen som oppstår vil til en viss grad lagres grunnet at det elastiske materialet har en isolerende effekt. Når det elastiske materialet blir utsatt for høy varme over tid vil det til slutt miste sine fleksible egenskaper ved at det harskner. Det vil da dannes sprekker ved påkjenning, og til slutt kan biter løsne. Motoren må da byttes eller overhales (McGurk, 2002).

Virkningsgraden  $n$  til en slammotor er gitt ved:

$$n = 62,8 \frac{T \times N}{dP \times Q} [\%] \quad (9)$$

Hvor:

$n$  = efficiency

$T$  = torque (daNm)

$N$  = rpm

$dP$  = differensial pressure (before/after motor) [bar]

$Q$  = flow [l/min]

## 14 Kveilerørsboring

En slammotor kan monteres på en tradisjonell borestreng av borerør, men siden den kun trenger tilførsel av hydrostatisk trykk for å rotere, kan den drives via en «slange». Kveilerør (eng.: Coiled tube) kan brukes i stedet for borerør. Det er en stiv slange med en stålspole som kjerne. Røret er kveilet opp på en stor trommel, og består av én sammenhengende del uten koblinger.

En brønn kan bores kun ved bruk av kveilerørsboring (eng.: CTD, Coiled-Tube Drilling), men med dagens teknologi er ikke metoden egnet for alle typer brønner. CTD har sin fordel når det skal bores mindre hulldimensjoner, i underbalanse og ved boring av sidespor ut ifra eksisterende brønner.

Å bore med kveilerør er generelt raskere og sikrere enn å bore med tradisjonelle borerør. Ved bruk av kveilerør unngås stopptid som følge av borerørskoblinger. Det medfører raskere og kontinuerlig boring. Samtidig vil det være sikrere siden kveilerøret til en hver tid har kontakt med borevæskesystemet. Det gjør at det er lettere å oppdage kick og eventuelt drepe brønnen, samtidig som et konstant trykk fra pumpene vil hindre oppstrømning gjennom røret. En bedre kontroll på brønntrykket oppnås. Siden kontrollen på brønntrykket er bedre ved CTD, er boring i underbalanse sikrere å gjennomføre enn ved bruk av borerør.

Bruk av CTD gir også en betraktelig bedre kommunikasjonsbredde med forskjellig brønnutstyr, som for eksempel MWD. I et kveilerør kan det installeres en elektrisk kabel, eller fiberoptikk som har skaper en kontinuerlig kontakt med utstyret i brønnen. Det gjør det mulig å sende større mengder informasjon og over lengre avstander, enn ved bruk av trykkimpulser i boreslam og elektrisk telemetri gjennom borerør. Kontakten opprettholdes selv under tripping (inn – og utkjøring av brønnen). I tillegg kan utstyr i brønnen fjernstyres elektrisk. Bruk av kabel vil være vanskelig gjennomførbart i tradisjonelle borerør grunnet rørsammenkoblingene.

Det er flere grunner til at CT ikke kan erstatte alle typer boring. Et kveilerør har normalt en mindre diameter enn tradisjonelle borerør. Det gjør at strømningsraten reduseres. I store hull vil det være nødvendig en viss strømningshastighet for at borevæsken skal kunne transportere ut kakset, spesielt i høyavviksbrønner. At kveilerøret har en mindre diameter i

forhold til brøndiameteren vil forsterke problemet siden det medfører at arealet på ringrommet øker. Som følge av økt areal i ringrommet vil strømningshastigheten reduseres. En kveilerørstrommel med standarddimensjonert kveilerør er i utgangspunktet lite håndterlig på grunn av den store vekten, spesielt hvis det er snakk om lange rør. Skulle diameteren på røret økes for å sikre tilstrekkelig sirkulasjon, ville trommelen blitt nærmest uhåndterlig. Trommelen setter også en naturlig grense for hvor langt det kan bores med kveilerør. Liten diameter på røret vil i tillegg til å redusere pumperaten også gå utover momentet og vekten på borkronen.

Siden et kveilerør ikke roterer, vil det føre til mindre slitasje og friksjonstap mot hullveggen. Det er utgangspunktet positivt, men har sin bakdel. Ved retningsboring hvor det bores mer eller mindre horisontalt, vil rotasjon føre til at røret enklere kan kjøres inn og ut av brønnen. Et kveilerør som ligger an på en horisontal hullvegg vil skape så stor friksjon at det etter hvert blir vanskelig å presse borkronen videre, spesielt med tanke på å oppnå tilstrekkelig WOB. Hvis det skal retningsbores med kveilerør kan en brønntraktør brukes for å dra røret. Det er en innretning som monteres i BHA. Brønntraktøren består av en sylinder med påmonterte hjul. Hjulene spennes mot brønnveggen og drives av borevæsken som passerer gjennom sylindere.

I likhet med borerør vil et kveilerør slites over tid, mest ved inn- og utkjøring av brønnen (eng.: tripping). Forskjellen er at et borerør kan oppnå en relativt lang levetid fordi det kan repareres forholdsvis enkelt ved for eksempel å skifte pinne eller boks. I verste fall kan det byttes ut. Et kveilerør derimot ansees som en forbruksvare, siden det ikke er like enkelt å reparere. Plastikken rundt stålspolen vil slites ned, og røret må etter hvert nedgraderes og erstattes. Dette medfører store kostnader i forhold til å bytte ut et enkelt borerør (Society of Petroleum Engineers, 2012).

## 15 Boreslam

Boreslam (eng.: mud) er en sammensatt væske med egenskaper som gjør det mulig å bore dype brønner i ulike formasjoner. Boreslammet består av en basevæske som tilsettes ulike stoffer og kjemikalier. Basevæsken er enten være vann- eller oljebasert. Vannbaserte borevæsker har den fordelen at de er billige og mindre skadelig for miljøet. Av den grunn brukes gjerne vannbasert boreslam i åpningshullene hvor det ikke er noen retur til riggen. Ved videre boring brukes normalt oljebaserte borevæsker, da de har en rekke fordeler i forhold til vannbaserte. Oljebaserte borevæsker reduserer friksjonen mellom brønnvegg og borestreng, den reagerer ikke med svellende leire og tåler høyere temperaturer. I tillegg påvirkes den lite av formasjonen, har en mindre skadene effekt på reservoaret, samtidig som den gir en høyere borehastighet. I en brønn under boring har slammet mange funksjoner. De viktigste er:

- Kontrollere brønntrykket
- Transportere borkaks
- Danne filterkake

### 15.1 Kontrollere brønntrykket

Første komma i første ledd, Paragraf § 85 – Forskrift om utføring av aktiviteter i petroleumsvirksomheten (aktivitetsforskriften), lyder som følger:

*«Ved bore- og brønnaktiviteter skal det være testede brønnbarrierer med tilstrekkelig uavhengighet.»* (Lovdata)

Forskriften sier at det til en hver tid skal være minst to uavhengige, testede, barrierer mot ukontrollert utblåsning ved enhver brønnoperasjon som foregår på norsk sektor.

«Brønnbarrierer» er skrevet i flertall og er tolket til minst to.

De to uavhengige barrierene under en boreprosess er normalt boreslammet og BOP'en. Boreslammet er primærbarrieren, mens BOP'en regnes som sekundærbarrieren. Under boring er brønnen fylt med boreslam som danner en hydrostatisk trykksøyle slik at formasjonstrykket utlignes. Formasjonstrykket vil stadig endre seg med dybden på brønnen, i tillegg til at ulike formasjoner kan ha forskjellig trykk uavhengig av dybde. Dette stiller store krav til borevæsken med hensyn på å opprettholde trykbalansen. Normalt bores

hoveddelen av en oljebrønn i overbalanse. Det vil si at trykket fra væskesøylen i brønnen er større enn trykket fra formasjonen, vanligvis med en differanse på 5-15bar. I enkelte tilfeller vil det være fordelaktig å bore i underbalanse. Det vil si at trykket fra formasjonen overgår det hydrostatiske trykket fra boreslammet. Brønnen vil da få innsig fra formasjonen, og ikke omvendt. Ved å bore gjennom selve reservoaret i overbalanse, vil reservoaret kunne skades med hensyn på produksjonsraten i ettertid. Partikler fra boreslammet vil kunne trenge inn i reservoarbergartens porer og redusere permeabiliteten permanent. For å hindre dette bores det ofte i kontrollert underbalanse i reservoarsoner.

Størrelsen på det hydrostatiske trykket fra boreslammet er avhengig av to faktorer, densiteten til væsken og vertikal dybde/høyde på væskesøylen. Dybden lar seg ikke variere i forhold til formasjonstrykket på en gitt lokasjon. For å tilpasse det hydrostatiske trykket til formasjonstrykket tilsettes boreslammet vektmaterialer som endrer densiteten. Barytt er det mest brukte vektmaterialer, som er et vannløselig mineral med en egenvekt på ca.4.2kg/l. Samtidig som brønnen skal være i overbalanse er det viktig at differansetrykket ikke blir for stort. Det kan føre til at formasjonen sprenges, og en lekkasjevei vil åpnes. Det er en stor trussel mot brønnskrollen, siden høyden av væskesøylen vil reduseres etter hvert som boreslammet lekker inn i formasjonen. Boreslam kan fylles etter, men før eller siden vil det ikke være mer tung væske tilgjengelig. Hvis lekkasjeveien ikke lar seg tette, vil etter hvert formasjonstrykket overgå trykket fra boreslammet. Primærbarrieren er da tapt.

For å vite hvor stort trykk formasjonen tåler før den sprenges, kjøres det regelmessige leak-off tester (LOT), eller formation integrity tester (FIT). De gjennomføres noen boremeter etter hver gang det er satt nytt fôringsrør. LOT gjennomføres ved at BOP stenges av samtidig som slampumpene øker overtrykket. Trykket i brønnen registreres samtidig som det økes. Ved et gitt trykk vil formasjonen sprekke litt opp og trykkøkningen vil begynne å flate ut. Det maksimale trykket som ble nådd i brønnen før det avtok, vil være sprengningstrykket til formasjonen, og gi en veiledning for hvor tungt boreslam som kan brukes videre.

FIT utføres på samme måte, men da trykkes brønnen bare opp til et forhåndsbestemt trykk. Vanligvis under formasjonens antatte sprengningstrykk. Formasjonen vil da skånes mot oppsprekking, samtidig som det kommer frem at formasjonen tåler testtrykket. Det settes en vektgrense på boreslammet som brukes videre, som tilsvarer makstrykket fra testen.



Testene utføres kontrollert for å hindre at en stor lekkasjevei dannes. Likevel vil det alltid være en reel fare for at testen kan føre til tap av store mengder boreslam og sette brønnskontrollen i fare.

Det hydrostatiske trykket er betegnelsen på trykket av en væske som står i ro, og vil være konstant ved en gitt dybde og densitet på væsken, men i en brønn under boring må boreslammet sirkulere. Boreslammet pumpes ned i borestrengen fra riggen, ut gjennom borkronen, og opp i hulrommet mellom strengen og brønnveggen. Under hele reisen vil slammet få motstand i form av friksjon. For å overvinne friksjonen må slampumpene pumpe slammet med et visst overtrykk, hvis ikke vil strømningsraten reduseres. Væskesøylen vil da ha en hydrodynamisk effekt. Det vil si at trykket fra boreslammet blir høyere når det sirkuleres. Trykket økes i takt med strømningsraten. I praksis kan det sees på som om boreslammet får en økt densitet under sirkulasjon. Dette må medberegnes når densiteten på boreslammet skal fastsettes til riktig størrelse i forhold til formasjonstrykket, for at differensialtrykket skal være tilfredsstillende. Samtidig er det viktig å ta hensyn til at trykket fra væskesøylen er stort nok til å overvinne formasjonstrykket når sirkulasjonen må stanses. Sirkulasjonsstopp er en naturlig del av boreprosessen, blant annet ved av- og påkobling av nye borerør. Da vil det hydrodynamiske trykket forsvinne, og det er kun det hydrostatiske trykket som gjenstår til å holde brønnen under kontroll (Halle, 2010).

## **15.2 Transportere borkaks**

For å opprettholde en tilfredsstillende ROP er det viktig med en effektiv hullrensing. Hvis samme formasjonen må kvernes to eller flere ganger vil ROP reduseres. Boreslammet trykkes ut gjennom munnstykker i borkronen som en jetstråle med turbulent strømning for å fjerne løsnet kaks. Videre transporterer boreslammet kakset opp til overflaten via ringrommet. I ringrommet bør ikke slammet ha en høyere hastighet enn at strømningen forblir laminær. Turbulent strømning i ringrommet vil kunne skade brønnveggen grunnet utvasking. For at hullrensingen skal foregå effektivt må boreslammet tilsettes stoffer som forbedrer transportegenskapene.

Høy viskositet er en viktig egenskap boreslammet må inneha, både for å hindre at tilsatte partikler feller ut, og for å gi den stor nok styrke til å kunne løfte borkakset i ringrommet. Tradisjonelt har Wyomingbentonitt blitt brukt for å gi væsken en høyere viskositet. Det er en

natriumholdig leiretype fra Wyoming i USA. Leiren løser seg raskt opp i vann og gir den en høyere viskositet. I de senere årene har denne leirtypen kun blitt brukt ved boring av topphullene, fordi den er billig, tilgjengelig i store mengder og lite forurensende. Under boring av topphullene vil det i mange tilfeller ikke være noen returvei opp til plattformen, og boreslammet sleppes ut på havbunnen. Ved boring av de mindre seksjonene lenger ned i brønnen, når det er opprettet en returvei, tilsettes heller polymerer for å oppnå høy viskositet. For å øke viskositeten med bentonitt, må det tilsettes relativt store mengder. Det gjør at den krever stor lagerplass på plattformen og fordyrende transport med båt. Polymerer er dyrere, men samme viskositet oppnås ved å tilsette et langt mindre volum. Polymerer er store molekyler som er sammensatt i en kjedeform av monomerer, bedre kjent som plast. Måten polymerene er satt sammen på bestemmer egenskapene, og i dag er mulighetene mange. Polymerer som brukes til å øke viskositeten i boreslam består av lange kjeder, slik at de skal ha en bærende effekt.

Når sirkulasjonen må stoppes under boreprosessen vil det befinne seg borkaks i slammet som er på vei opp til riggen. Da er det viktig at væsken klarer å holde på borkakset. Hvis ikke vil kakset synke til bunns og pakke seg rundt borkronen og nedre del av borestrengen. Det vil kunne føre til fastkjøring. For å hindre dette må boreslammet til en viss grad stivne ved stillstand. Dette betegnes som at væsken har en gelstyrke, noe som oppnås ved tilsetning av polymerer. De har en tiltrekningskraft mot hverandre som medfører at det oppstår en gitterstruktur som egner seg for å holde på faste partikler ved stillstand. Denne egenskapen er også viktig for at andre tilsetningsstoffer ikke skal bunnfelle ved sirkulasjonsstopp, som for eksempel barytt. Når sirkulasjonen skal igangsettes igjen er det viktig at gelstyrken lett løses opp igjen. Må det brukes store overtrykk for å få i gang sirkulasjonen, vil det være fare sprengning av formasjonen.

Når det forurensede boreslammet når overflaten, må det renses. Det kjøres gjennom flere forskjellige innretninger som skiller ut kaks, fremmedpartikler og andre urenheter. De groveste partiklene skilles ut først, da de ville skapt problemer i resten av rensesystemet. Andre urenheter som må skilles ut er blant annet gass, formasjonsvæske og andre uønskede partikler. Disse stoffene endrer egenskapene til boreslammet, og må derfor skilles ut. Når boreslammet er ferdig renses, tilsettes eventuelle tilsetningsstoffer som har gått tapt i prosessen, før det pumpes ned i brønnen igjen.

### **15.3 Filterkake**

Som tidligere nevnt bores store deler av en brønn normalt i overbalanse. Det medfører at borevæsken vil forsøke å trenge inn i formasjonen, spesielt i permeable formasjoner. Dette må unngås, blant annet for at borevæsken ikke skal gå tapt. For å hindre dette gis boreslammet den egenskapen at den danner en hinne på brønnveggen, en såkalt filterkake som skal hindre filtertap. Polymerer danner hovedbestanddelen av filterkaken, men også andre faste partikler vil bygge seg opp på brønnveggen. Når borevæsken utsettes for høyere trykk en poretrykket i formasjonen, vil trykket presse væsken ut av boreslammet og inn i formasjonen. De faste partiklene vil bli værende igjen på brønnveggen og danne en mer eller mindre tett hinne. Det er viktig at borevæsken lager en så tett hinne at tapet av væske er innenfor toleransegrensene. Likevel må ikke filterkaka blir for tykk. Hvis den blir for tykk kan den kunne lage en flaskehals i brønnbanen som samler enda mer partikler, og til slutt vil borestrengen kunne kiles (Thorbjørnsen, 2009).



## 16 ROP

Borerigger opererer ofte med dagrater. Det vil si at tiden det tar å bore en brønn vil i stor grad påvirke kostnaden av brønnen. Av den grunn er det ønskelig å bore en brønn på kortest mulig tid. ROP (Rate Of Penetration) spiller derfor en stor rolle når det gjelder å redusere kostnadene, og den påvirkes av flere faktorer.

WOB har en direkte sammenheng med ROP. Som tidligere nevnt er det borestrengen som står for vekten på borkronen. Vekten som skal brukes på kronen er avhengig av type borkrone og formasjon. For elastisk-plastiske bergarter må trykket på borkronens tenner være større enn bergartens trykkfasthet. Det fører til at bergarten sprekker opp og frakturerer. I rent plastiske bergarter er det den skrapende effekten som gjør at formasjonen brytes ned. Vekten på borkronen er i de fleste tilfeller proporsjonal med borehastigheten så lenge trykket overskrider bergartens trykkfasthet. Vekten på borkronen er et resultat av type og antall vektrør i strengen, nøytralpunktets plassering, vinkel på strengen i forhold til vertikalen og oppdriften fra boreslammet.

Vektrørene er en del av BHA og antallet bestemmes på forhånd etter behov. Selv om vekten av vektrørene, minus oppdrift, er konstant, kan fortsatt vekten på borkronen varieres etter at strengen er senket ned i brønnen. Alt som befinner seg over vektrørene i en borestreng, hovedsakelig borerør og tunge borerør, skal til en hver tid være i strekk. Hvis borkronen hviler på bunnen i brønnen og en del av de nederste vektrørene står i trykk, vil det være et punkt på borestrengen hvor strekkraftene går over til trykkrefter. Det punktet vil verken være utsatt for strekk eller trykk, men være nøytralt. Dette punktet kalles derfor nøytralpunktet (np). Siden en borestreng normalt er relativt lang, vil den opptre som mer eller mindre elastisk i lengderetningen. Av den grunn kan nøytralpunktet flyttes ved hjelp hvor stor strekkraft strengen påføres av heisesystemet. Senkes løpeblokken vil nøytralpunktet forflyttes oppover i strengen og vekten på borkronen økes. Maksimal vekt på borkronen bestemmes av antall vektrør, siden de andre borerørene ikke skal utsettes for trykk. Det er normalt å ha flere vektrør enn nødvendig for å være sikker på at nøytralpunktet ikke forflyttes opp i borerørene. Hvis nøytralpunktet oppgis til å være for eksempel 80 %, vil det bety at 80 % av vektrørene befinner seg under nøytralpunktet, og bidrar dermed til vekt på borkronen.

Oppdriften tilsvarende vekten av fortrent væske, og siden boreslammet normalt har en betraktelig høyere densitet enn vann, sørger det for en betydelig oppdrift. I ulike formasjoner må densiteten på boreslammet endres, og det må tas hensyn til ved beregninger for WOB. Siden gravitasjonskraften virker vertikalt mot jordens indre, må vekten av vektørene dekomponeres ved brønner som har avvik fra gravitasjonens virkeretning.

For å beregne WOB brukes følgende formel:

$$WOB = L_{DC} \times W_{DC} \times NP \times k \times \cos \alpha \times \frac{g}{10} \quad (10)$$

$$k = 1 - \frac{\rho_{fluid}}{\rho_{steel}}$$

Hvor:

$$WOB = \text{Weight on Bit [daN]}$$

$$L_{DC} = \text{Length of Drill Collar [m]}$$

$$W_{DC} = \text{Weight of Drill Collar [kg/m]}$$

$$NP = \text{Neutral Point}$$

$$k = \text{buoyancy factor}$$

$$\alpha = \text{Angle from vertical [degrees]}$$

$$\rho_{steel} = 7.85 \text{ g/cm}^3$$

Normalt vil WOB være gitt, og det er antall vektør i BHA må bestemmes. Ved å løse formelen med hensyn på  $L_{DC}$  og dele på lengde per vektør vil antall vektør gis. Det må alltid rundes oppover for å sikre tilstrekkelig WOB.

Andre viktige faktorer som spiller inn på ROP er rotasjonshastighet, boreslam, væsketrykk og hydraulikk. Opp til en viss grense vil økt rpm gi økt ROP. Likevel må ikke rpm være så høy at tennene på borkronen ikke får tid til å trenge inn i formasjonen. Det vil senke borehastigheten. Stor rotasjonsfart kombinert med høy vekt på borkronen vil øke slitasjen på tennene, og føre til hyppigere bytte av borkrone. Det er en tidkrevende prosess som vil påvirke borehastigheten i negativ retning.

Boreslammet skaper en hydrostatisk trykksøyle på formasjonen. Jo tyngre boreslammet er, jo større vil trykket bli. Økt trykk på formasjonen vil gjøre den tyngre å bryte ned. Det har ved tester vist seg at i brønner som kan bores i luft eller med skum, vil borehastigheten mangedobles. Det hadde selvfølgelig vært ønskelig å kunne gjennomføre dette i alle oljebrønner, men det er ikke fysisk mulig med dagens teknologi. Boreslammet sørger for at brønnen er under kontroll.

Effektiv hullrensing er også en viktig faktor for høy ROP. Hvis borkronen må knuse eller skrape de samme partiklene flere ganger vil dette ha en negativ effekt på borehastigheten. Likeledes vil dårlig hullrensing kunne føre til at borkaks setter seg i borkronen og omkranser tennene slik at de ikke får den nødvendige kontakten med formasjonen. Rensing oppnås ved at boreslammet trykkes gjennom dyser i borkronen og danner en jetstråle. Når trykket i jetstrålen overgår trykket i formasjonen oppnås best hullrensning. Det kalles høytrykksboring. Trykket på jetstrålen kan registreres på overflaten ved å registrere trykktapet over dysene. I de fleste bergarter bør dysehastigheten være >100 m/s for å oppnå en tilfredsstillende ROP (Jørgensen & Framnes, 1999).





## 17 Retningsboring

Retningsboring (eng.: directional drilling) har eksistert i olje- og gassindustrien siden 1920-tallet. Siden den gang har utviklingen på fagområdet vært stor, og det har blitt både raskere og enklere og gjennomføre. Retningsboring vil si å kunne styre brønnbanens retning i det 3-dimensjonale planet for å nå en forhåndsbestemt lokasjon. Bores brønnen med et avvik på 80grader eller mer fra vertikalen, ansees den som en horisontal brønn. Brønnbanen kan og overstige 90grader, som gjør at den peker oppover. Å kunne styre retningen på en brønn har flere fordeler:

- Det kan bores flere brønner fra samme utgangspunkt slik at det ikke trengs en plattform per brønn. Dette har redusert både kostnadene og miljøbelastningene betraktelig.
- En brønnbane kan brukes til å nå flere reservoarer selv om de ikke ligger på rekke vertikalt.
- Det kan bores flere sidespor ut i fra samme brønn, flergrensbrønner. Dette gjøres normalt for å nå flere reservoar, få flere punkter i samme reservoar, eller for å unngå problemsoner. Små reservoarer som ellers ikke hadde vært økonomisk forsvarlig å produsere, kan ved hjelp av kostnadsbesparende retningsboring bli drivverdige.
- Det kan brukes til å nå reservoar som ellers ikke hadde vært mulig med vertikal boring, som for eksempel reservoar dannet ved hjelp av saltdomer. Reservoaret i slike tilfeller befinner seg normalt under den opp-ned dråpeformede saltdomen. Å bore gjennom salt er komplisert grunnet dens lave fasthet og reaktive egenskaper med væsker.
- Det kan brukes til å bore avlastningsbrønner. En avlastningsbrønn bores for å avlaste en brønn som er ute av kontroll. Avlastningsbrønnen bores ned til enden av den eksisterende brønnen for å kunne pumpe inn drepevæske.
- Oppnå bedre utnytting av reservoarer, ved for eksempel å bore brønnen horisontalt gjennom reservoaret eller bore flere brønner i samme reservoar.

### 17.1 Tradisjonell retningsboring

Tradisjonell retningsboring gjøres med borkrone som drives av en roterende borestreng. Ved hjelp av BHA-sammensetningen, geologien, forskjellige typer vektrør og endring i WOB, er

det mulig å styre retningen på brønnen. Det er kun vinkelen på brønnen som kan styres med tradisjonell retningsboring. Kompassretningen (venstre/høyre sving) er ikke mulig å kontrollere. For at det skal være mulig å endre vinkel med denne metoden må brønnen allerede ha et avvik fra vertikalen, noe som kan oppnås ved å bore åpningshullet skrått eller at formasjonen har slepper/sprekker som styrer borkronen. I en avviksbrønn hvor borkronen ligger an mot bunnen, vil vektrørene oppover i strengen ligge inntil brønnveggen på ett punkt. Det punktet kalles tangentpunktet. Tangentpunktet kan flyttes ved å øke eller redusere vekten på borkronen. Kombineres dette med aktiv bruk av stabilisatorer, er det mulig å endre vinkelen på brønnen. Stabilisatorer brukes i hele strengen, men det er kun de som er plassert innenfor cirka 40 meters rekkevidde fra borkronen som vil ha betydning på retningen.

Ved å plassere en stabilisator like bak borkronen og neste et stykke lenger bak, samtidig som tangentpunktet flyttes nærme borkronen, vil brønnvinkelen bygges opp. Ved å flytte den andre stabilisatoren enda lenger bakover, vil vinkeloppbyggingen øke. Maks vinkeloppbygging oppnås når vektrørene mellom stabilisatorene berører nedre brønnvegg kortes mulig fra borkronen. En avstand på rundt 20meter mellom første og andre stabilisator vil tillate vektrørene å berøre nedre brønnvegg, avhengig av hullstørrelse, vektrørtype, vinkel og WOB.

For å holde retningen stabil monteres det 3-5 stabilisatorer med en bestemt avstand innen 40m av borkronen. Disse vil holde nedre del av borestrengen stiv, og dermed ikke tillate noen retningsendringer.

For å droppe vinkelen fjernes stabilisatorene som befinner seg nærmest borkronen, mens de lenger bak beholdes. Stabilisatorene som befinner seg lenger bak sørger for vektrørene har en viss avstand fra nedrebrønnvegg. Mot borkronen vil vektrørene trekkes nedover av tyngdekraften. Det fører til at borkronen vil søke nedover, og vinkelen droppes. Avstanden til første stabilisator bør være rundt 10 meter. Blir avstanden for stor mellom borkronen og første stabilisator, kan det føre til at vinkelen bygges opp i stedet. Det er normalt å ha flere stabilisatorer bak den første for å holde kompassretningen stabil.

Andre faktorer som påvirker vinkeloppbyggingen ved denne metoden, er helningen på brønnen og rotasjonshastigheten. Ved større helninger på brønnen vil tyngdekraften ha større effekt på vektrørene, noe som øker vinkeloppbygningshastigheten.

Rotasjonshastigheten innvirker og på vektrørene. Ved høyt turtall har vektrørene en tendens til å rette seg ut, noe fører til at vinkeloppbyggingen skjer saktere. Av den grunn brukes gjerne lav rotasjonshastighet ved retningsboring, rundt 70-100rpm.

For å vite hvordan brønnbanen går må det med jevne mellomrom senkes ned loggeutstyr som måler vinkel og kompassretning. Ved å måle jevnlig kan det beregnes hvor brønnen går ut i fra forrige punkt, og lokasjon kan fastsettes (Jørgensen & Framnes, 1999).

Denne metoden har klare begrensninger:

- Ved vinkelendringer som ikke kan styres ved hjelp av tangentpunktet, må BHA-sammensetningen endres. Det medfører at hele borestrengen må trekkes ut, noe som er en tidkrevende prosess.
- Det er ikke mulig å bore høyavviksbrønner med denne metoden. Vinkelen på hullet i forhold til vertikalen begrenser seg. Horisontale brønner er utelukket.
- Nøyaktigheten på borkronens lokasjon krever intensiv og tidkrevende måling. Et retningsavvik i forhold til planen vil ikke oppdages før det måles/logges.
- Vinkelendringer må bygges opp over forholdsvis lange avstander, helst ikke mer enn 2grader per stand.
- Kompassretning lar seg ikke kontrollert styre etter at åpningsretningen er satt.

## **17.2 Styrbar retningsboring**

I dag er den tradisjonelle metoden i stor grad erstattet av styrbar retningsboring. Det vil si at i tillegg til å kunne styre vinkelen på brønnen, kan også kompassretningen bestemmes underveis. Det utstyret som vanligvis brukes til retningsboring i dag er enten PDM eller RSS.

### **17.2.1 Retningsboring med PDM**

PDM har eksistert siden 60-tallet, men har først fått utbredt bruk etter at teknologien for retningsboring har forbedret seg. For å kunne endre retningen på en brønn som bores med PDM kan to forskjellige systemer brukes, «Bent sub» eller «bent housing». «Bent Sub» er en rørdel som kobles på borestrengen like bak slammotoren. Rørdelen bygger en vinkel mellom

borestrengen og slammotoren. Størrelsen på vinkelen kan endres. Noen subs er justerbare og vinkelen kan endres mens strengen står i brønnen. Andre bygger en fast vinkel, og skal vinkelen endres må suben byttes. Denne operasjonen kan kun gjennomføres på overflaten, noe som medfører at endring av vinkel er tidkrevende på grunn av trippingen.

«Bent housing» fungerer hovedsakelig etter samme prinsipp som bent sub. Forskjellen er at bent housing er del av slammoteren og befinner seg like bak borkronen. Vinkelen bygges rundt universalledet på slammotoren, som befinner seg mellom motorseksjonen og borkronen. Mellom housingen og borkronen er det en stabilisator som sørger for at retningen holdes stabil. Vinkelledet er justerbart, men det må forhåndsjusteres til en gitt vinkel på overflaten. Bent housing er blitt nærmest enerådende fremfor bent sub hva gjelder retningsboring med slammotor i dag. Grunnen er at avstanden fra bendet til borkronen er kortere ved bent housing. Det gjør at retningsendringen i brønnen kan bygges opp raskere. Samtidig vil kortere avstand mellom borkrone og vinkel redusere momentarmen, som igjen reduserer bøyestresset på selve bendet. Dette gjør at en BHA med bent housing generelt er lettere å orientere i brønnen.

Slammotoren drives som nevnt av borevæsken og kan rotere borkronen uten behov for rotasjon av borestrengen, men en kombinasjon kan brukes med fordel. Ved retningsboring med slammotor brukes denne kombinasjonen aktivt for å styre retningen på brønnbanen. Når borestrengen står i brønnen vil den forhåndsinnstilte vinkelen styre brønnen i den retningen borkronen peker. Ved å rotere borestrengen forandres retningen på borkronen til ønsket bane. Når retningsendringen er ferdig, bores det videre ved hjelp av både slammotor og kontinuerlig rotasjon av borestrengen. Dette vil føre til at brønnbanen bores rett frem.

Denne måten å retningsbore på skaper problemer i lange brønner som er preget av flere vinkelendringer. Borestrengen vil ligge an mot brønnveggen å skape friksjon. I tillegg vil selve bendet ha en fastkilende effekt. Dette vil være problematisk med hensyn på WOB.

Skyvekraften kommer fra strengen i de vertikale delene av brønnen, og når strengen får motstand i form av friksjon i den horisontale delen, vil ikke skyvekraften i lange horisontale brønner være i stand til å gi tilstrekkelig WOB. Friksjonskraften forsterkes når borestrengen ikke kan roteres (Society of Petroleum Engineers, 2013).

### **17.2.2 Retningsboring med RSS**

RSS (Rotary Steerable System) er avansert retningsboring med roterende borestreng, normalt uten slammotor. I forhold til retningsboring med PDM har systemet noen store fordeler. Vinkelendringer kan gjøres mens borestrengen står i brønnen, samtidig som strengen roterer kontinuerlig. Det vil være tidsbesparende siden behovet for tripping reduseres. Vinkelendringer kan bygges jevnere og borestrengen roteres ved boring, som fører til at friksjonen i den horisontale delen reduseres. Dette gjør det mulig å bore lengre horisontalt, samtidig som ROP normalt er større enn ved bruk av PDM. Likevel er bruken av PDM fortsatt utbredt i dag, mye grunnet at RSS er et kostbart system som ofte kun brukes ved særlig behov. Justering av vinkelen skjer ved kommunikasjon i form av trykkbølger i boreslammet, eller variasjoner i rotasjonen. Selve vinkelendringen nede i brønnen skjer ved bruk av justerbare stabilisatorer som kan endre retningen på borkronen. RSS muliggjør brønner med kompleks geometri (Society of Petroleum Engineers, 2013).



## 18 Gjennomføring

Boring av en brønn offshore utføres i prinsippet på to forskjellige måter, avhengig av type rigg. Det skilles mellom flytende og faste installasjoner. På grunn av at flytende installasjoner beveger seg, må boringen utføres på en annen måte enn hos faste. Det er i hovedsak første delen av prosessen som skiller seg ut.

### 18.1 Boring fra flytende installasjoner

Når riggen er forankret/plassert på riktig lokasjon, må en midlertidig lederamme plasseres på havbunnen der brønnen skal åpnes. Lederammen fires ned ved hjelp av ledevaierere. Rammen og vaierene har til oppgave å lede etterfølgende utstyr til riktig sted. Hele operasjonen overvåkes ved hjelp av kamera, montert på en ROV (mini-ubåt). Selve rammen vil fungere som et fundament for videre arbeid.

Når lederammen er på plass, er det klart for å bore åpningshullet. Hvis det skal settes et 30" åpningsrør, bores det et 36" hull. Det gjøres normalt med en 26" borkrone, etterfulgt av en 36" hullåpner. Når riktig dybde er nådd, er det klart for setting av det første føringsrøret, åpningsrøret. Det er viktig at dybden på hullet er nøyaktig som beregnet, slik at brønnehodet får riktig høyde i forhold til havbunnen. Rørlengdene som skal danne åpningsrøret kobles sammen på dekk ved hjelp av hurtigkoblinger, og kjøres ned på ledevaierene gjennom rotasjonsbordet. Den siste rørlengden huser brønnehodehuset, hvor den permanente lederammen påkobles. Ved hjelp av borestrengen senkes det ned til havbunnen. Når åpningsrøret står riktig plassert, sementeres det fast. Sementen trykkes ned og ut i ringrommet mellom brønnveggen og føringsrøret. Åpningsrøret sementeres helt opp til havbunnen.

Neste føringsrør er forankringsrøret. I et 30" åpningsrør vil det være vanlig med et 20" forankringsrør. Det bores da et 26" hull videre, normalt ved bruk av en 17<sup>1/2</sup>" borkrone etterfulgt av en 26" hullåpner. Fra flytende rigger bores hullene for de to første foringsrørene uten retur til riggen. Eneste forbindelse mellom brønnen og riggen er borerøret og ledevaierene. Boreslammet slippes ut i sjøen. Grunnen til dette er i hovedsak faren for grunn gass. De grunne formasjonene har gjerne en lav konsolideringsgrad og en høy permeabilitet. Av den grunn må det brukes boreslam med lav vekt, slik at differensialtrykket ikke blir for stort. Det kan eksistere gass i disse formasjonene, noe som

kalles grunn gass. På grunn av den lave permeabiliteten vil grunn gass normalt få et tilnærmet fritt utløp hvis dens takbergart penetreres. Gasslommene på disse dybdene er normalt ikke så store at de fører til noe langvarig problem. Likevel kan gassene være giftige og/eller brannfarlige, noe som gjør de uønsket på riggen. Siden det lette boreslammet normalt ikke sikrer tilstrekkelig brønnkontroll og BOP ikke er montert enda, er det ikke mulig å kontrollere gassutstrømningen. Ved å ikke ha returvei for boreslammet opp til riggen, vil ikke gassen ha en ledevei opp til riggen heller, men spre seg i vannmassene. Ved større forekomster kobler riggen seg av brønnen og forflytter seg til siden. Der blir den værende til gassen er evakuert, for så å forflytte seg tilbake, koble seg på brønnen igjen og fortsette boreoperasjonen. Når ønsket dybde på det 26" store hullet er nådd, senkes forankringsrøret ned i brønnen. Øverste del av forankringsrøret er brønnhodet, som er fundamentet for BOP. Når brønnhodet er senket ned, og koblet på brønnhodehuset, sementeres forankringsrøret. Det sementeres i hele sin lengde.

Når sementen har størknet kan utblåsningssikringsventilen (BOP) monteres. Før den senkes ned, funksjonstestes den oppe på riggen for å forsikre seg om at alt fungerer som det skal, mens vedlikehold enda er mulig å utføre. Når testen er bestått plasseres den under rotasjonsbordet. Stigerør senkes ned gjennom rotasjonsbordet og kobles til BOP. Ved hjelp av stigerørene senkes BOP ned til havbunnen og kobles på brønnhodet ved hjelp av hydrauliske hurtigkoblinger. Når den er ferdig montert utføres det enda en trykktest. Hvis trykktesten består, monteres det en slitasjeforing inni brønnhodet, slik at det er klart for å bore neste hullseksjon.

Etter en 20" fôring bores det normalt videre for en 13<sup>3/8</sup>" mellomfôring. Hullet bores med en dimensjon på 17<sup>1/2</sup>". Cirka 5 meter inn ny formasjon etter forankringsrøret, utføres det en trykktest. Videre bores hullet til ønsket dybde, og mellomfôringen senkes og henges av i brønnhodet. Mellomfôringen er normalt mye lenger enn de foregående rørene, og sementeres kun noen hundre meter inn i forrige fôring. De resterende meterne som gjenstår usementert opp til brønnhodet fylles med kompletteringsvæske, som blant annet har til oppgave å hindre korrosjon.



Neste seksjon bores for produksjonsfôringen, som skal huse produksjonsrøret. I den brønnen som er bygd her, vil denne foringen ha en dimensjon på  $9^{5/8}$ " , og hullet vil være  $12^{1/4}$ " .

Prosessen foregår på samme måte som ved forrige seksjon. Hvis dette er siste seksjon, vil reservoaret penetreres, og det bør bores i underbalanse siste del.

Skal det bores videre er det normalt å sette en bunnfôring (eng.: liner). Det er et fôringsrør som ikke henges av oppe i brønnehodet, men kun går noen meter inn i forrige rør. I denne brønnen vil det være naturlig med en 7" liner i et  $8^{1/2}$ " hull. Når siste seksjon er satt, er brønnen ferdigboret. Den kan da komplementeres og gjøres klar for produksjon/injeksjon (Jørgensen & Framnes, 1999).

## 18.2 Boring fra faste installasjoner

Til forskjell fra flytende installasjoner, beveger ikke faste installasjoner seg i forhold til havbunnen. Det gjør at en annen fremgangsmåte kan benyttes. Den største forskjellen er at BOP settes på dekk. Det gjør den enklere å vedlikeholde, og det trengs færre backup-ventiler. Åpningsrøret må nødvendigvis ikke ha et forboret hull før setting hvis de øvre lagene i havbunnen har en lav konsolideringsgrad. Det kan da hamres og/eller roteres direkte ned til ønsket dybde. Hvis det må forbores, blir det gjort med forholdsvis lav WOB, ca.  $2-5 \times 10^3$  daN. Rotasjonshastigheten bør ligge på rundt 100rpm. For å hindre utvasking i den øvre delen av brønnen brukes en lav pumperate på cirka 1000l/min, mot cirka 3000l/min som er normalt på større dyp. For at den lette borevæsken som brukes i topphullene skal ha evnen til å løfte borkaks, må den ha en relativt høy viskositet.

Siden BOP står oppe på plattformen må alle fôringsrør som skal henges av i brønnehodet, trekkes helt opp til riggen. I likhet med boring fra flytende installasjoner, bores de to første seksjonene (36" og 26") uten retur. BOP monteres først når forankringsrøret er satt. Foringsrørene på en fast installasjon senkes til ønsket dybde og kappes oppe på dekk. Siden de kan kappes på dekk i ønsket høyde, er ikke nøyaktigheten på hulldybden like viktig som ved en havbunnsmontert BOP.

Resten av brønnen bores på sammen måte som ved en flytende installasjon.



## 19 Oppsummering og konklusjon

I store trekk er det fire faktorer som gjør det mulig å bore kilometer dype oljebrønner til havs. Den første er selve borestrengen med borkrone, og hvordan den drives. Tradisjonelt drives borkronen av en motor som befinner seg oppe på plattformen. Lange, sammenkoblede borerør overfører rotasjonskrefter til borkronen. Nødvendig vekt får borkronen fra tunge borerør som er plassert like bak, og tåler å bli utsatt for kompresjon og rotasjon samtidig. Overflatemotor og borerør brukes fortsatt, men alternativer har kommet. PDM – Positive displacement motor, eller slammotor, er i senere tid blitt meget utbredt, spesielt i sammenheng med retningsboring. En PDM drives av borevæsken, og kan brukes både på tradisjonelle borerør, eller i sammenheng med kveilerørsboring (CT). PDM kan og brukes i kombinasjon med overflatemotor og tradisjonelle borerør, noe som effektiviserer retningsboring.

Den andre faktoren som muliggjør en oljebrønn er borevæske, også kalt mud eller boreslam. Det er en tung væske som sørger for at brønnen ikke raser sammen under boring. Den transporterer også borekaket opp til riggen, og sørger for at fremmede væsker og gasser ikke strømmer inn i brønnen fra formasjonen. Innstrømming fra formasjonen kan skape en sikkerhetsrisiko, og ellers lage problemer i forbindelse med selve boringen. Borevæsken har i tillegg til dette mange funksjoner i en brønn, som for eksempel å drive en PDM.

Den tredje faktoren er fôringsrør. En brønn bores/bygges i seksjoner. For hver borede seksjon, settes det fôringsrør før boring av neste seksjon påbegynnes. Lengden på de ulike seksjonene planlegges på forhånd på grunnlag av geologiske målinger, eller avgjøres av eventuelle problemsoner som møtes på underveis i boringen. Brønnen vil til slutt ha form som en opp-ned teleskopsylinder, hvor fôringsrørene med størst diameter settes først. De mindre fôringsrørene som settes dypere, plasseres inne i de allerede plasserte foringsrørene, og går normalt helt opp til toppen av brønnen. Fôringsrørene danner en trykktett forbindelse mellom oljereservoaret og brønnehodet. I tillegg blender de av problemsoner i formasjonen, skiller brønnen fra formasjonen og hindrer brønnen i å rase sammen når det ikke står tungt nok boreslam i brønnen.

Siste faktor er BOP, utblåsningssikringen. Brønnboring foregår langt til havs hvor det er reduserte evakueringsmuligheter, samtidig som det jobbes med giftige og brannfarlige

gasser og væsker under trykk. Det fører til at risikoen, som er et produkt av sannsynlighet og konsekvens, blir høy. Det etterstrebes gode rutiner på en borerigg, og sikkerheten er alltid i fokus. Det senker sannsynligheten for ulykker. Likevel er risikoen ansett som høy grunnet konsekvensen av en eventuell ulykke. BOP spiller en sentral rolle for å senke risikoen under boring. Det er sekundærbarrieren mot en utblåsning. Skulle det komme væske- eller gassinstrømning i brønnen, kan det sirkuleres ut kontrollert ved hjelp av BOP.

I forkant av oppgaven hadde jeg svært lite kunnskap om hvordan hydrokarboner utvinnes. Jeg har fått et solid innblikk i teknologien som gjør det er mulig å hente ut olje- og gassforekomster som ligger lagret opptil flere tusen meter under havbunnen. Og det var akkurat det jeg ville ha svar på gjennom denne oppgaven.

## 20 Bibliografi

- Aurlien, Y. A. (2007). *Bølgekompensering under boring med RamRig*. Trondheim: NTNU.
- Gabolde, G., & Nguyen, J.-P. (2006). *Drilling Data Handbook*. France: Editions Technip.
- Halle, S. (2010). *Brønnkontroll*. Stavanger: Norwegian Petroleum Academy.
- Jørgensen, E. (1998). *Produksjonsteknikk 1*. Norwegian Petroleum Academy.
- Jørgensen, E., & Framnes, E. (1999). *Boreteknologi*. Stavanger: Norwegian Petroleum Academy.
- Lovdata. (u.d.). *Lovdata.no*. Hentet April 16, 2013 fra [www.lovdata.no](http://www.lovdata.no)
- McGurk, M. (2002, Januar 4). *Oil & Gas Journal*. Hentet Mars 31, 2013 fra <http://www.ogj.com/articles/print/volume-100/issue-13/special-report/new-pdm-motor-improves-performance-operating-range.html>
- Oljedirektoratet. (2011, Februar 15). *Norwegian petroleum departement*. Hentet Februar 8, 2013 fra <http://www.npd.no/Templates/OD/Article.aspx?id=3514>
- Rigzone. (u.d.). *Rigzone*. Hentet Februar 12, 2013 fra [http://www.rigzone.com/training/insight.asp?insight\\_id=339&c\\_id=24](http://www.rigzone.com/training/insight.asp?insight_id=339&c_id=24)
- Rigzone. (u.d.). *Rigzone*. Hentet Februar 12, 2013 fra [http://www.rigzone.com/training/insight.asp?insight\\_id=306&c\\_id=24](http://www.rigzone.com/training/insight.asp?insight_id=306&c_id=24)
- Rigzone. (u.d.). *Rigzone*. Hentet Februar 18, 2013 fra [http://www.rigzone.com/training/insight.asp?insight\\_id=332&c\\_id=24](http://www.rigzone.com/training/insight.asp?insight_id=332&c_id=24)
- Rigzone. (u.d.). *Rigzone*. Hentet Mars 28, 2013 fra [http://www.rigzone.com/training/insight.asp?insight\\_id=296&c\\_id=1](http://www.rigzone.com/training/insight.asp?insight_id=296&c_id=1)
- Schlumberger. (u.d.). *Schlumberger.com*. Hentet Mars 21, 2013 fra <http://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/c/casing.aspx>
- Schlumberger. (u.d.). *www.Schlumberger.com*. Hentet April 5, 2013 fra [http://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/e/exit\\_velocity.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/e/exit_velocity.aspx)

- Skagseth, E., & Gundersen, H. M. (1998). *Geologi og formasjonsevaluering*. Stavanger: Norwegian Petroleum Academy.
- Society of Petroleum Engineers. (2012, September 5). *Petrowiki*. Hentet April 2, 2013 fra [http://petrowiki.org/Coiled\\_tubing\\_drilling](http://petrowiki.org/Coiled_tubing_drilling)
- Society of Petroleum Engineers. (2012, September 7). *Petrowiki*. Hentet April 3, 2013 fra [http://petrowiki.org/Downhole\\_equipment\\_for\\_UBD\\_operations](http://petrowiki.org/Downhole_equipment_for_UBD_operations)
- Society of Petroleum Engineers. (2012, September 4). *Petrowiki.org*. Hentet April 8, 2013 fra [http://petrowiki.org/PEH%3AIntroduction\\_to\\_Roller-Cone\\_and\\_Polycrystalline\\_Diamond\\_Drill\\_Bits](http://petrowiki.org/PEH%3AIntroduction_to_Roller-Cone_and_Polycrystalline_Diamond_Drill_Bits)
- Society of Petroleum Engineers. (2013, Januar 8). *Petrowiki.org*. Hentet April 15, 2013 fra [http://petrowiki.org/PEH%3ADirectional\\_Drilling](http://petrowiki.org/PEH%3ADirectional_Drilling)
- Steenesen, A. J. (2007, Oktober 29). *Teknisk Ukeblad*. Hentet Februar 11, 2013 fra <http://www.tu.no/innsikt/offshore/2007/10/29/dynamisk-posisjonering>
- Store Norske Leksikon. (2009, Februar 14). *snl.no*. Hentet Februar 6, 2013 fra <http://snl.no/kerogen>
- Store Norske Leksikon. (2009, November 16). *Store norske leksikon*. Hentet Februar 8, 2013 fra <http://snl.no/Condeep/petroleumsvirksomhet>
- Thorbjørnsen, K. (2009). *Brønnvæsketeknologi*. Hundvåg: Norwegian Petroleum Academy AS.







## **MASTEROPPGAVE**

**(TBA4935 Anleggs- og produksjonsteknikk, masteroppgave)**

VÅREN 2013

for

**Karl Erik Nyborg**

Offshore brønnboringsteknologi

Utstyr og metoder

### **21 BAKGRUNN**

Det brukes i dag flere metoder for brønnboring i forbindelse med leting og utvinning av olje og gass offshore. Det kan være aktuelt å anvende noen av disse metodene ved boring i landbasert anleggsvirksomhet og ved utvinning av olje fra undersjøiske tunneler.

### **22 OPPGAVE**

Kandidaten skal beskrive utstyr og metoder for boring av olje- og gassbrønner offshore. Det skal legges vekt på boremetodikk og parametre/forhold som påvirker effektiviteten.

## GENERELT

Oppgaveteksten er ment som en ramme for kandidatens arbeid. Justeringer vil kunne skje underveis, når en ser hvordan arbeidet går. Eventuelle justeringer må skje i samråd med faglærer ved instituttet.

Ved bedømmelsen legges det vekt på grundighet i bearbeidningen og selvstendigheten i vurderinger og konklusjoner, samt at framstillingen er velredigert, klar, entydig og ryddig uten å være unødig voluminøs.

Besvarelsen skal inneholde

- standard rapportforside (automatisk fra DAIM, <http://daim.idi.ntnu.no/>)
- tittelside med ekstrakt og stikkord (mal finnes på siden <http://www.ntnu.no/bat/skjemabank>)
- sammendrag på norsk og engelsk (studenter som skriver sin masteroppgave på et ikke-skandinavisk språk og som ikke behersker et skandinavisk språk, trenger ikke å skrive sammendrag av masteroppgaven på norsk)
- hovedteksten
- oppgaveteksten (denne teksten signert av faglærer) legges ved som Vedlegg 1.

Besvarelsen kan evt. utformes som en vitenskapelig artikkel for internasjonal publisering. Besvarelsen inneholder da de samme punktene som beskrevet over, men der hovedteksten omfatter en vitenskapelig artikkel og en prosessrapport.

Instituttets råd og retningslinjer for rapportskrivning ved prosjektarbeid og masteroppgave befinner seg på <http://www.ntnu.no/bat/studier/oppgaver>.

### Hva skal innleveres?

Rutiner knyttet til innlevering av masteroppgaven er nærmere beskrevet på <http://daim.idi.ntnu.no/>. Trykking av masteroppgaven bestilles via DAIM direkte til Skipnes Trykkeri som leverer den trykte oppgaven til instituttkontoret 2-4 dager senere. Instituttet betaler for 3 eksemplarer, hvorav instituttet beholder 2 eksemplarer. Ekstra eksemplarer må bekostes av kandidaten/ ekstern samarbeidspartner.

Ved innlevering av oppgaven skal kandidaten levere en CD med besvarelsen i digital form i pdf- og word-versjon med underliggende materiale (for eksempel datainnsamling) i digital form (f. eks. excel). Videre skal kandidaten levere innleveringsskjemaet (fra DAIM) hvor både Ark-Bibl i SBI og Fellestjenester (Byggsikring) i SB II har signert på skjemaet. Innleveringsskjema med de aktuelle signaturene underskrives av instituttkontoret før skjemaet leveres Fakultetskontoret.

Dokumentasjon som med instituttets støtte er samlet inn under arbeidet med oppgaven skal leveres inn sammen med besvarelsen.

Besvarelsen er etter gjeldende reglement NTNUs eiendom. Eventuell benyttelse av materialet kan bare skje etter godkjenning fra NTNU. Instituttet har rett til å bruke resultatene av arbeidet til undervisnings- og forskningsformål som om det var utført av en ansatt. Ved bruk ut over dette, som utgivelse og annen økonomisk utnyttelse, må det inngås særskilt avtale mellom NTNU og kandidaten.

### Helse, miljø og sikkerhet (HMS):

NTNU legger stor vekt på sikkerheten til den enkelte arbeidstaker og student. Den enkeltes sikkerhet skal komme i første rekke og ingen skal ta unødige sjanser for å få gjennomført arbeidet.

Studenten skal derfor ved uttak av masteroppgaven få utdelt brosjyren "Helse, miljø og sikkerhet ved feltarbeid m.m. ved NTNU".

Dersom studenten i arbeidet med masteroppgaven skal delta i feltarbeid, tokt, befarings, feltkurs eller ekskursjoner, skal studenten sette seg inn i "Retningslinje ved feltarbeid m.m.". Dersom studenten i arbeidet med oppgaven skal delta i laboratorie- eller verkstedarbeid skal studenten sette seg inn i og følge reglene i "Laboratorie- og verkstedhåndbok". Disse dokumentene finnes på fakultetets HMS-sider på nettet, se <http://www.ntnu.no/ivt/adm/hms/>. Alle studenter som skal gjennomføre laboratoriearbeid i forbindelse med prosjekt- og masteroppgave skal gjennomføre et web-basert TRAINOR HMS-kurs. Påmelding på kurset skjer til [sonja.hammer@ntnu.no](mailto:sonja.hammer@ntnu.no)

Studenter har ikke full forsikringsdekning gjennom sitt forhold til NTNU. Dersom en student ønsker samme forsikringsdekning som tilsatte ved universitetet, anbefales det at han/hun tegner reiseforsikring og personskadeforsikring. Mer om forsikringsordninger for studenter finnes under samme lenke som ovenfor.

**Oppstart og innleveringsfrist:**

Oppstart og innleveringsfrist er i henhold til informasjon i DAIM.

**Faglærer ved instituttet: Amund Bruland**

Institutt for bygg, anlegg og transport, NTNU  
Dato: 23.01.2013, (revidert: 07.06.2013)

Underskrift



Faglærer